

COMMUNE DE COURT
CANTON DE BERNE



Parc éolien de Montoz – Pré Richard

**Etude du régime des vents pour le site
de Montoz – Pré Richard**

Pièce B1-4a

Indice	Description de l'évolution du document	Date
<i>a</i>	<i>Version pour Information et participation</i>	12.04.2016
<i>b</i>	<i>Dépôt public</i>	11.04.2018
<i>c</i>		



Berne, le 9 juin 2015

Etude du régime des vents pour le site de Montoz–Pré Richard

Analyse des données, modélisation, et prévisions de production énergétique

Mandant:

Energie Service Biel/Bienne
Gottstattstrasse 4
Postfach 4263
2500 Bienne

Meteotest a ratifié **l'acte d'engagement pour le respect des standards** défini par la *Technische Richtlinie Teil 6, Revision 9* de la *Fördergesellschaft Windenergie*.
Meteotest s'engage par cet acte à effectuer des évaluations de ressource éolienne ainsi que des prévisions de production énergétique selon les standards définis par la *Fördergesellschaft Windenergie* (un conseil d'évaluateurs de ressource éolienne).

Version	Date	Document	Numéro de projet
1.0	28.05.2015	Rapport final	13_029

Elaboration	Nom	Date
Créé par	Dr. Paul Froidevaux	12.05.2015
Contrôlé par	Dr. Saskia Bourgeois Sara Koller	13.05.2015 27.05.2015
Approuvé par	René Cattin	28.05.2015

Meteotest garantit à ses clients une exécution soignée et dans les règles de l'art de son mandat. Toute responsabilité, en particulier pour les dommages causés par le défaut, est exclue dans la mesure permise par la loi.

Résumé

La société Energie Service Biel/Bienne (ESB) prévoit de réaliser un projet d'énergie éolienne à Montoz–Pré Richard dans le canton de Berne. Pour ce faire, Meteotest a été mandatée pour effectuer des mesures du vent à l'aide d'un mât de 83 m et d'un LIDAR.

Des données ont été récoltées par les divers instruments placés sur le mât entre le 26 septembre 2013 et le 3 mai 2015. Durant cette période, la vitesse du vent moyenne a été de 6.2 m/s au sommet du mât (à 84 m au-dessus du sol).

Le LIDAR a, quant à lui, récolté des données du 12 décembre 2014 au 5 mars 2015. La vitesse moyenne mesurée par le LIDAR pendant cette période à 81 m au-dessus du sol est de 7.4 m/s.

Les données des mesures au mât ont été extrapolées en hauteur à l'aide des profils du vent obtenus par les mesures du LIDAR. Des séries temporelles sont ainsi obtenues à la hauteur de moyeu des éoliennes planifiées (à 89 m et 139 m au-dessus du sol).

Les données de la station météorologique de Chasseral ainsi que de la réanalyse MERRA ont été utilisées pour obtenir une comparaison à long terme. Le rapport entre la vitesse pluriannuelle du vent et la vitesse du vent mesurée pendant la période de mesure est de 0.97 pour Chasseral ainsi que pour la réanalyse MERRA. Les séries de mesures au mât extrapolées en hauteur ont été ainsi lissées à long terme par application du facteur de correction de 0.97.

Les mesures extrapolées et lissées ont été ensuite utilisées comme données d'entrée pour une modélisation du vent avec le modèle CFD WindSim pour un domaine de 5 km x 5 km autour de l'emplacement du mât. La modélisation sert de base pour calculer les ressources en vent dans la région du projet et à l'emplacement exact de chaque éolienne planifiée. La production de chaque éolienne est déterminée en combinant les ressources en vent à son emplacement et la courbe de puissance de l'éolienne.

Des prévisions de production ont été calculées pour trois configurations de parcs. Les trois scénarios prévoient sept éoliennes Alstom ECO 122, 2.7 MW. Les emplacements des éoliennes sont les mêmes pour les trois scénarios. Seules les hauteurs de moyeu et la stratégie d'exploitation changent :

- scénario 1 : hauteurs de moyeu de 89 m et réduction de puissance la nuit
- scénario 2 : similaire au scénario 1 mais avec des hauteurs de moyeu de 139 m
- scénario 3 : similaire au scénario 2 mais sans réduction de puissance la nuit

Un calcul d'incertitude lié à la planification et une analyse de risque figurent également dans la présente étude. L'incertitude relative à la production énergétique se monte à 13.0-13.1%. Le site a finalement été analysé pour déterminer la classe d'éoliennes adéquate (turbulence et vents extrêmes).

Le tableau ci-dessous présente un résumé des prévisions de production pour les trois configurations de parc.

Tableau A : Résumé des prévisions de production pour les trois configurations de parc.

Scénario: Type de turbine :	Scénario 1 Alstom ECO 122	Scénario 2 Alstom ECO 122	Scénario 3 Alstom ECO 122
Puissance nominale :	2.7 MW	2.7 MW	2.7 MW
Nombre de turbines :	7	7	7
Hauteur de moyeu :	89 m	139 m	139 m
Puissance totale installée :	18.9 MW	18.9 MW	18.9 MW
Stratégie d'exploitation la nuit :	str. D la nuit	str. D la nuit	pas de réd. la nuit
Production énergétique brute [MWh/a]	36'306	44'104	54'186
Facteur de capacité moyen [%]	22	27	33
Heures à pleine charge en moyenne [h]	1'921	2'334	2'867
Déduction indisponibilité [%]	3.0	3.0	3.0
Déduction pertes électriques [%]	1.0	1.0	1.0
Déduction effet de parc [%]	5.4	5.0	6.4
Production énergétique nette E_{P50} [MWh/a]	32'925	40'215	48'641
Facteur de capacité moyen [%]	20	24	29
Heures à pleine charge en moyenne [h]	1'742	2'128	2'574
Production énergétique nette E_{P75} [MWh/a]	30'039	36'661	44'344
Facteur de capacité moyen [%]	18	22	27
Heures à pleine charge en moyenne [h]	1'589	1'940	2'346
Production énergétique nette E_{P90} [MWh/a]	27'439	33'462	40'476
Facteur de capacité moyen [%]	17	20	24
Heures à pleine charge en moyenne [h]	1'452	1'770	2'142

Index

1	Introduction	6
2	Mesure du vent	7
2.1	Description du site	7
2.2	Disposition des mesures.....	10
2.2.1.	Mesures au mât.....	10
2.2.2.	Mesures LIDAR	11
2.3	Périodes de mesure.....	11
2.4	Disponibilité des données	11
3	Résultats des mesures du vent	13
3.1	Mesure au mât.....	13
3.1.1.	Vitesse du vent.....	13
3.1.2.	Rose des vents.....	15
3.2	Mesures LIDAR	15
3.3	Givrage.....	18
3.3.1.	Estimation de la fréquence de givrage.....	18
3.3.2.	Conclusion	20
4	Régime des vents à long terme	22
4.1	Corrélation des données climatologiques et des mesures au mât.....	22
4.1.1.	Corrélation avec les stations météo.....	22
4.1.2.	Corrélation avec les données de réanalyse MERRA	23
4.2	Lissage à long terme des données mesurées au mât.....	25
5	Modélisation du vent : CFD	28
5.1	Introduction à la modélisation	28
5.2	Données d'entrée pour la modélisation.....	29
5.3	Limites du secteur modélisé et conditions en bordure.....	29
6	Résultat de la modélisation du vent	31
7	Analyse de l'incertitude	33
8	Production énergétique	35
8.1	Positions des éoliennes	35
8.2	Type d'éolienne	35
8.3	Configurations de parc.....	35
8.4	Prévisions de production énergétique.....	36
9	Analyse de risque	39
10	Classes d'éoliennes	43
10.1	Standard international IEC 61400-1	43
10.2	Classification des sites pour déterminer les classes de turbines	44
A.	Courbe de puissance	48
B.	Certificats de calibrage	49

1 Introduction

La société Energie Service Biel/Bienne (ESB) prévoit de réaliser un projet d'énergie éolienne à Montoz-Pré Richard dans le canton de Berne. Pour ce faire, Meteotest a été mandatée pour effectuer des mesures du vent à l'aide d'un mât de 83 m et d'un LIDAR.

L'entreprise Arnold AG a installé le mât en septembre 2013 et l'a démonté en mai 2015. Meteotest y a installé ses propres instruments de mesure et a récolté les données. Meteotest a ensuite effectué les analyses de vent ainsi que les prévisions de production énergétique. En complément, le vent a été aussi mesuré à l'aide d'un LIDAR du 12 décembre 2014 au 5 mars 2015.

Cette étude comprend les données récoltées du 26 septembre 2013 au 3 mai 2015. Les chapitres 2 et 3 documentent les mesures de vent réalisées au mât à différentes hauteurs, ainsi que par le LIDAR. Dans l'alinéa 3.4, la fréquence du givrage est examinée et expliquée sur la base des mesures du vent et de la température.

Pour la correction à long terme des mesures effectuées au mât (chapitre 4), les données mesurées sont corrélées avec les données de stations météorologiques permanentes de MeteoSuisse ainsi qu'avec la réanalyse MERRA. Le lissage à long terme est ensuite effectué en se basant sur les stations les mieux corrélées avec le mât.

Le chapitre 5 présente la modélisation effectuée avec le modèle CFD WindSim, qui a permis de calculer les ressources en vent et les prévisions de production (chapitre 8). En ce qui concerne les prévisions énergétiques, les productions ont été calculées pour trois configurations de parcs avec sept éoliennes Alstom ECO 122 2.7MW et en prenant en compte l'effet de parc (perte d'énergie due à des turbulences créées entre les éoliennes).

Une analyse détaillée de toutes les incertitudes concernant les paramètres pris en compte dans l'étude est présentée au chapitre 7. L'analyse de risque au chapitre 9 montre avec quelle probabilité une production énergétique donnée peut être atteinte.

Finalement, au chapitre 10, le site est analysé en vue de son classement dans une certaine catégorie d'éoliennes selon la norme IEC 61400-1.

2 Mesure du vent

2.1 Description du site

Le site de Montoz-Pré Richard (ci-après Montoz) se trouve sur une crête du Jura à environ 5 km au nord-ouest de Granges. Le mât de mesure a d'abord été érigé puis un LIDAR a été installé environ 10 mètres à l'ouest du mât.

Le mât a été placé dans une clairière légèrement boisée et à environ 200 m au nord-ouest d'une butte qui le surplombe de 16 m. La clairière s'étend d'est en ouest sur plusieurs kilomètres et est large d'environ 500 m à l'emplacement du mât. Le site est librement accessible aux courants d'air, spécialement pour les courants d'ouest-sud-ouest et d'est-nord-est. La forêt la plus proche se trouve à 150-200 m au sud-sud-est et couvre principalement l'autre versant de la butte.

La Figure 1 montre l'emplacement du mât et le Tableau 1 donne ses coordonnées. La Figure 2 présente une vision panoramique de l'emplacement du mât.

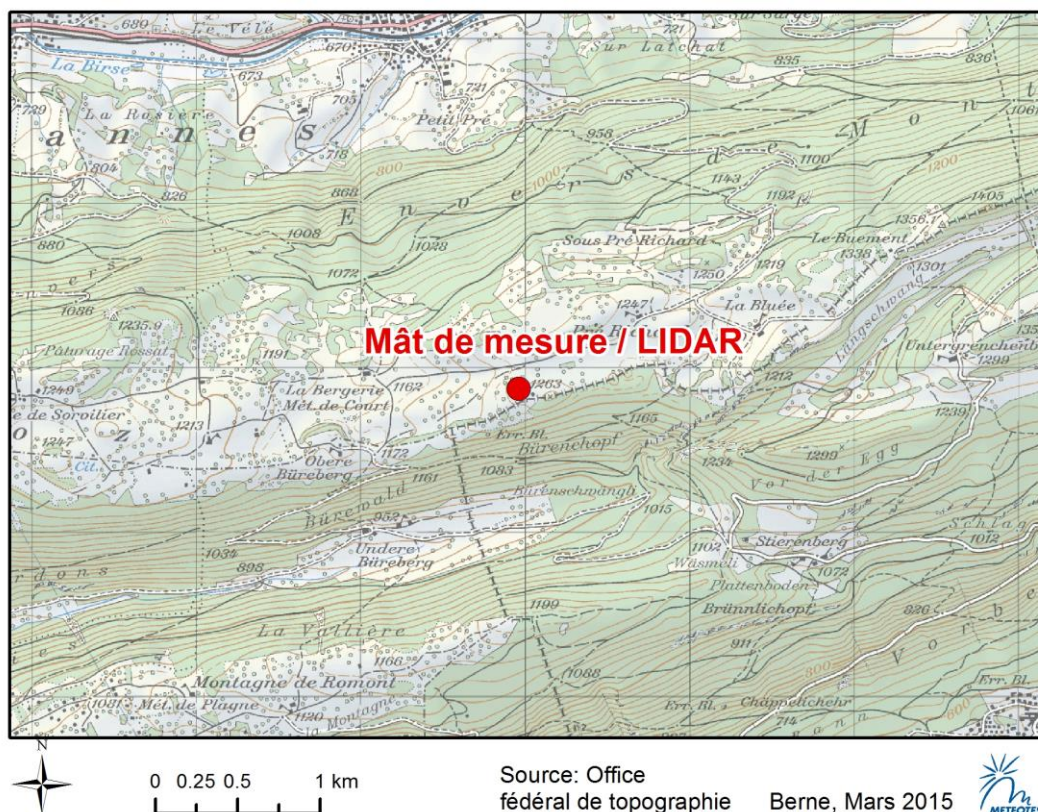


Figure 1: Position du mât de mesure et du LIDAR sur le site de Montoz (carte : 1 :25'000, swisstopo).

Tableau 1: Coordonnées du mât de mesure à Montoz.

Site	Coordonnées (Swiss Grid)	Altitude
mât	592'948 / 229'870	1'245 m



Figure 2: Photos panoramiques du site de Montoz en direction de l'ouest (à gauche) et de l'est (à droite).

2.2 Disposition des mesures

2.2.1. Mesures au mât

Meteotest a installé ses propres instruments sur le mât et a assuré elle-même le suivi des mesures. Le mât triangulaire est constitué d'un treillis métallique de 83.0 m de haut et de 50 cm de côté. Des bras de 3.0 m ont été apposés au mât pour installer les instruments en leurs bouts. Les anémomètres et les girouettes sont donc situés à 2.5 m du mât. Le capteur du sommet est situé 1.0 m au-dessus du mât (à 84.0 m au-dessus du sol).

Le Tableau 2 montre la configuration du mât de mesure. Les capteurs de référence pour l'analyse sont signalés en gras. On a utilisé exclusivement des anémomètres Thies "First Class" et NRG IceFree3. L'anémomètre et la girouette NRG IceFree3 à 73.3 m sont chauffés. Les certificats de calibrage ont été vérifiés (voir Annexe B).

Les valeurs mesurées par tous les capteurs ont été saisies chaque seconde par un enregistreur de données CR1000 (Campbell Scientific) et enregistrées par blocs de 10 minutes. Pour chaque bloc de 10 minutes, la valeur moyenne de la vitesse du vent, son écart-type ainsi que la valeur minimale et maximale ont été enregistrés. Pour la direction du vent, seuls l'écart-type et la valeur moyenne ont été enregistrés.

Tableau 2: Configuration du mât de mesure de 83 m. Les capteurs de référence sont signalés en gras. Paramètres: v: vitesse du vent, dir: direction du vent, p: pression atmosphérique, T: température, rH: humidité relative.

Capteur	Paramètre	Numéro de série	Orientation vers le nord	Hauteur de mesure [m]	Chauffé
Anémomètre Thies "First class Advanced"	v	10102420	40°	84	non
Anémomètre Thies "First class Advanced"	v	04114312	40°	81.3	non
Girouette Thies Compact	dir	10120399	40°	81.3	non
Thermomètre et hygromètre	T, rH	6107 023	-	81.3	-
Baromètre	p	J1330010	-	81.3	-
Anémomètre NRG IceFree3	v	47846	40°	73.3	oui
Girouette NRG Icefree3	dir	31536	40°	73.3	oui
Anémomètre Thies "First class Advanced"	v	08114498	40°	63.3	non
Girouette Thies Compact	dir	05110489	40°	63.3	non

Thermomètre et hygromètre	T, rH	61167109	-	4.4	-
---------------------------	-------	----------	---	-----	---

2.2.2. Mesures LIDAR

Pour compléter les mesures au mât, des mesures LIDAR ont été effectuées près du mât. Le LIDAR a aussi enregistré la vitesse et direction du vent toutes les 10 minutes et pour différentes hauteurs entre 40 et 200 m au-dessus du sol (voir le rapport du LIDAR pour les détails¹).

2.3 Périodes de mesure

Le Tableau 3 présente le protocole de la campagne de mesure au mât. Les mesures ont débuté le 26 septembre 2013 et se sont terminées le 3 mai 2015.

Tableau 3: Protocole de la campagne de mesure au mât.

Evènement	Date
Début des mesures au mât	26 septembre 2013
Installation d'une alimentation de courant autonome	22 octobre 2013
Remplacement de l'anémomètre Thies First Class à 63.3 m	9 avril 2014
Remplacement de l'alimentation de courant autonome	11 décembre 2014
Installation du LIDAR ZephIR 300	11 décembre 2014
Démontage du LIDAR ZephIR 300	5 mars 2015
Girouette à 63.3 m en panne, n'a pas été remplacée	5 mars 2015
Fin des mesures au mât (période analysée)	3 mai 2015

Les mesures LIDAR ont été effectuées du 12 décembre 2014 au 5 mars 2015.

2.4 Disponibilité des données

Pour l'analyse des données mesurées au mât, les moyennes sur 10 minutes enregistrées du 26 septembre 2013 au 3 mai 2015 ont été utilisées. L'anémomètre Thies "First Class" à 84.0 m a été choisi comme capteur de référence pour la vitesse du vent et la girouette Thies "First Class" à 81.3 m a été choisie comme référence pour la direction du vent, (voir Tableau 2).

Des données potentiellement faussées provenant d'épisodes de givrage ont été détectées (voir alinéa 3.3). Les mesures de la vitesse du vent à 84.0 m ont été reconstituées autant que possible sur la base des mesures effectuées avec le cap-

¹ Projet d'énergie éolienne à Montoz: Rapport de la campagne de mesure par LIDAR du 12 décembre 2014 au 5 mars 2015, 28.05.2015)

teur NRG IceFree3 à 73.3 m. La reconstitution s'effectue à l'aide une fonction de transfert linéaire (de type $y=ax+b$). La fonction est d'abord calibrée (a et b sont déterminés) en utilisant tous les pas de temps pour lesquels les deux anémomètres présentent des valeurs correctes. Les valeurs manquantes de l'anémomètre à 84.0 m sont ensuite reconstituées en appliquant la fonction de transfert aux valeurs du senseur NRG IceFree 3. Une reconstitution est ainsi possible pour tous les pas de temps pour lesquels le senseur chauffé NRG IceFree 3 a continué de fonctionner alors que le senseur non chauffé à 84.0 m était gelé. L'alinéa 3.3 est consacré au problème du givrage.

Après l'épurement et la reconstitution des valeurs à 84.0 m, la disponibilité des données sur l'ensemble de la période de mesure est de 93.7% pour la vitesse du vent et de 97.6% pour la direction du vent.

3 Résultats des mesures du vent

3.1 Mesure au mât

3.1.1. Vitesse du vent

La Figure 3 montre le profil de la vitesse du vent sous forme de moyennes journalières mobiles pour les hauteurs de 63.3 m, 73.3 m, 81.3 m et 84.0 m au-dessus du sol. La série de données à 84.0 m est la série de référence. Elle a été soigneusement épurée et partiellement reconstituée. Pour les autres séries, le graphique montre des données brutes.

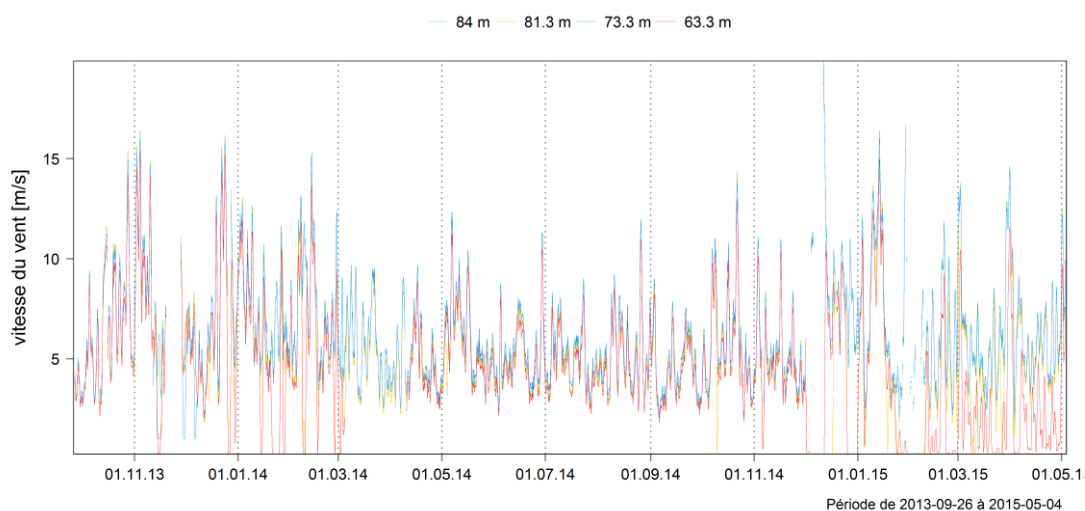


Figure 3: Séries temporelles de la vitesse du vent pour les 4 anémomètres placés à différentes hauteurs sur le mât. Les mesures à 10 minutes sont lissées sous forme de moyennes journalières mobiles.

La Figure 4 montre la distribution de fréquence de la vitesse du vent à 84.0 m à l'emplacement du mât. On y trouve une approximation de la distribution de Weibull. La vitesse du vent moyenne à 84.0 m au-dessus du sol pendant la période de mesure est de 6.2 m/s.

La Figure 5 montre les moyennes mensuelles de la vitesse du vent enregistrées toutes les secondes à 84.0 m au-dessus du sol ainsi que les valeurs mensuelles des pointes de rafales. Les valeurs de pointes de rafales au mât comportent certaines imprécisions qui n'ont pas pu être corrigées. Un problème technique a donné lieu à un enregistrement de valeurs erronées de pointes de rafales par le système de collection des données. Ce problème n'a pas pu être résolu malgré notamment le remplacement du collecteur de données. Les pointes de rafales indiquées ici sont donc reconstituées à partir des mesures LIDAR et de la station météo de Chasseral. Comme les deux séries de mesure corrèlent très bien, l'application d'une transformation linéaire des valeurs de Chasseral vers le LIDAR permet de

reproduire les conditions locales à Montoz. A noter que le LIDAR n'a pas été utilisé directement car les mesures ne couvrent pas une période suffisante.

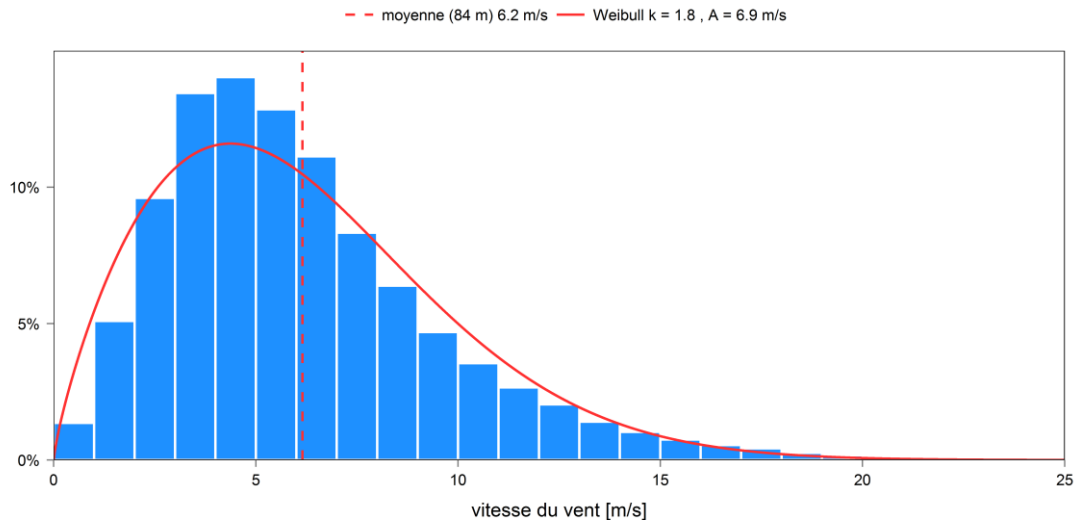


Figure 4: La fréquence des vitesses du vent à 84.0 m (au sommet du mât) est représentée par les barres bleues (histogramme). La distribution de Weibull approximée sur la base des données mesurées est indiquée par un trait continu rouge. La moyenne des mesures est marquée par le trait-tillé rouge.

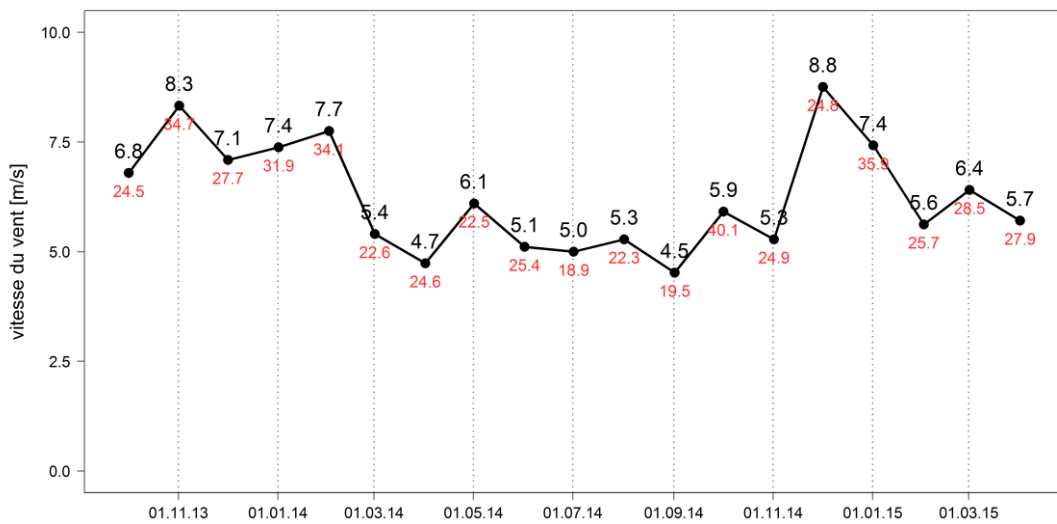


Figure 5: Les moyennes mensuelles de la vitesse du vent à 84.0 m au-dessus du sol sont marquées en noir. Les valeurs mensuelles des pointes de rafales locales à 81.0 m sont indiquées en rouge. Ces dernières sont tirées du transfert des mesures de Chasseral vers les mesures LIDAR. Seuls les mois comprenant au moins 2 semaines de mesure sont montrés ici.

3.1.2. Rose des vents

La Figure 6 montre la rose des vents d'après les mesures de la girouette à 81.3 m et de l'anémomètre à 84.0 m au-dessus du sol. Les directions principales du vent sont ouest-sud-ouest et sud-sud-ouest. Les vitesses de vent supérieures à 8.0 m/s proviennent principalement des mêmes directions.

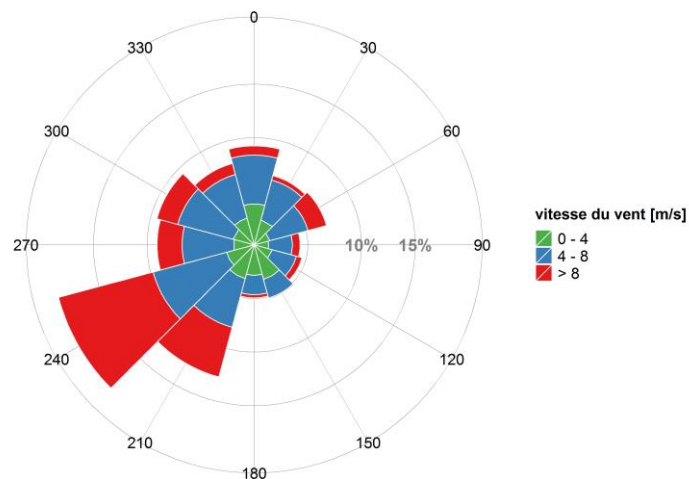


Figure 6: Rose des vents pendant la période de mesure au mât d'après les mesures de la girouette à 81.3 m et de l'anémomètre à 84.0 m au-dessus du sol.

3.2 Mesures LIDAR

La Figure 7 montre les séries temporelles de la vitesse du vent mesurées par le LIDAR à Montoz (une valeur toutes les 10 minutes pour chaque hauteur). Ces séries temporelles ont été lissées sous forme de moyennes journalières mobiles pour une meilleure lisibilité.

La Figure 8 montre la distribution de fréquence de la vitesse du vent à 81.0 m mesurée par le LIDAR à Montoz. La distribution de Weibull établie depuis les données mesurées est marquée en rouge. Le LIDAR a mesuré un vent moyen de 7.4 m/s à 81.0 m pendant sa période de fonctionnement.

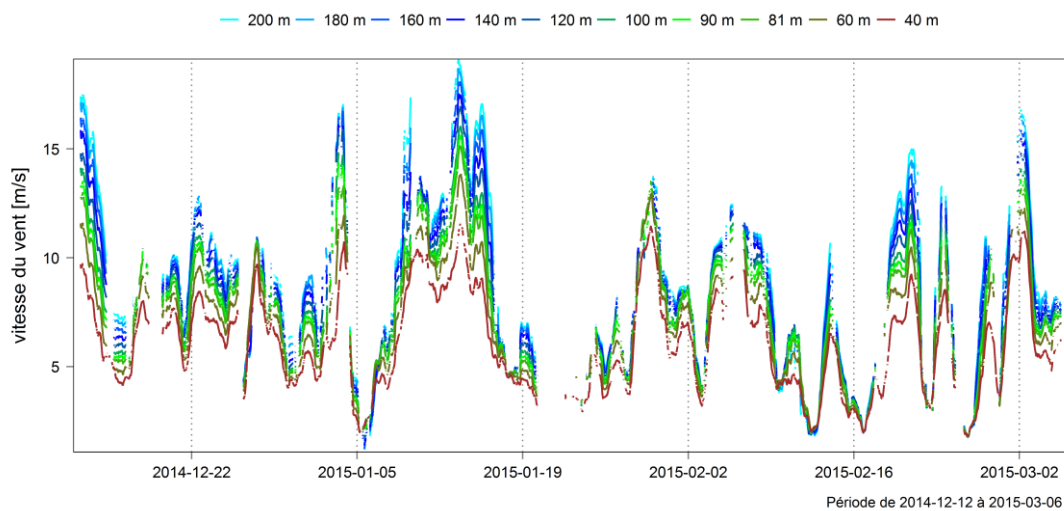


Figure 7: Séries temporelles de la vitesse du vent sous forme de moyennes journalières mobiles pour toutes les hauteurs enregistrées par le LIDAR pendant la campagne de mesure à Montoz. Chaque valeur journalière correspond à une moyenne sur 144 valeurs de 10 min.

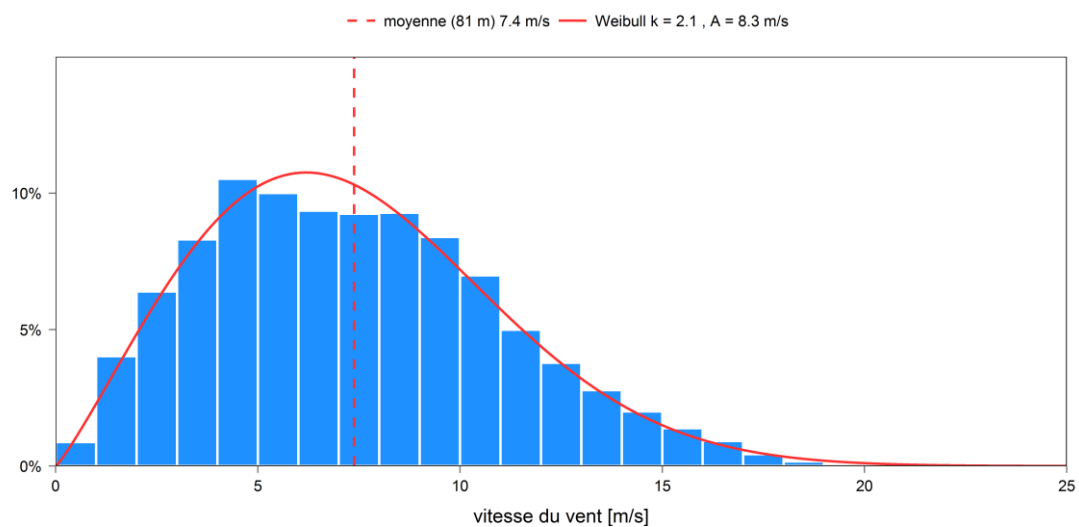


Figure 8: La fréquence des vitesses du vent à 81.0 m est représentée par les barres bleues (histogramme). La distribution de Weibull approximée sur la base des données mesurées par le LIDAR est indiquée par un trait continu rouge. La moyenne des mesures est marquée par le trait-tillé rouge.

La Figure 9 montre les profils verticaux moyens de la vitesse du vent. Les profils sont normalisés par rapport à la vitesse à 81.0 m et représentent chacun un secteur de direction particulier. Pour la direction prédominante (vent du sud-ouest), la vitesse du vent est, selon les secteurs, 14 à 18% plus élevée à 140.0 m qu'à 81.0 m.

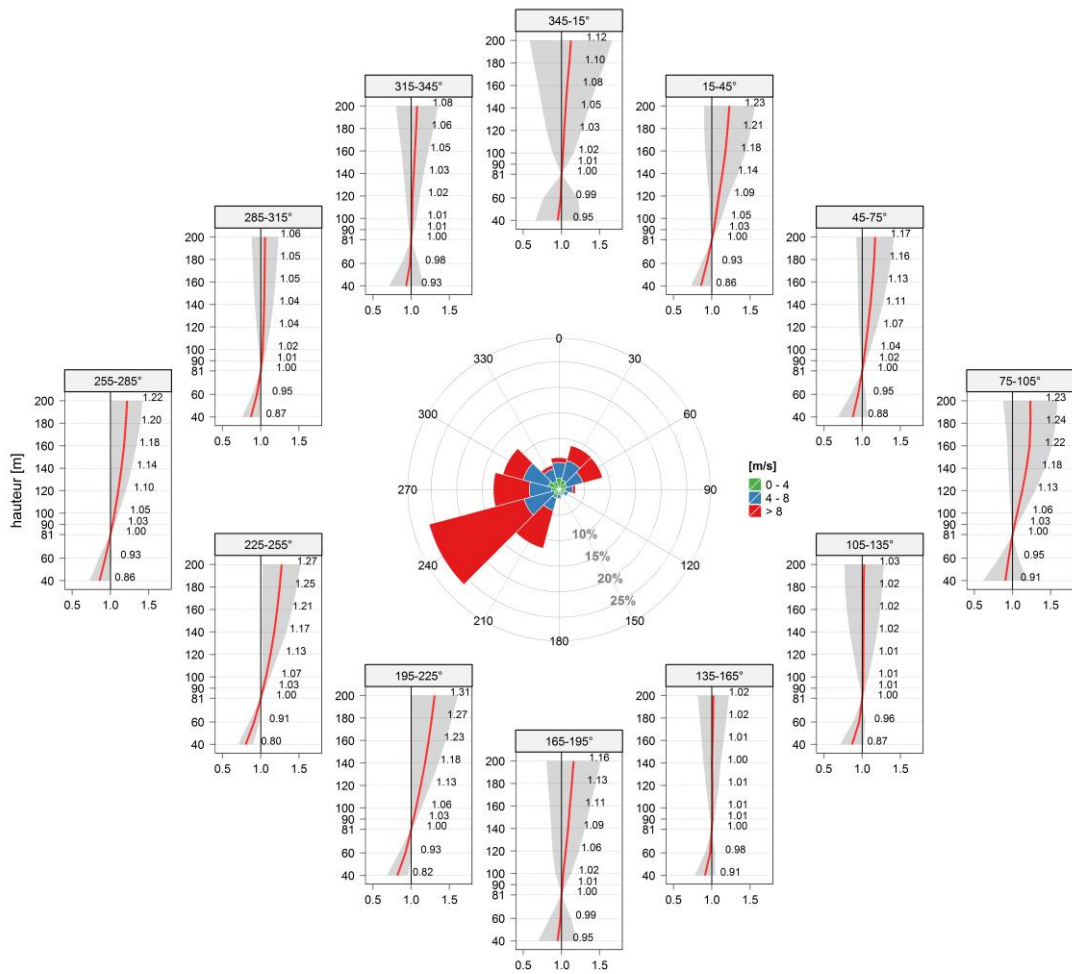


Figure 9: Profils verticaux moyens de la vitesse du vent au-dessus de 1 m/s pour des secteurs de direction du vent de 30°, normalisés à 81 m et mesurés par le LIDAR à Montoz. La ligne rouge indique le profile moyen et les zones grises son écart type. De plus, la vitesse du vent normalisée est chiffrée pour chaque hauteur. Au centre de la figure se trouve la rose des vents du LIDAR à 81 m.

3.3 Givrage

Le givrage des structures est défini comme un dépôt de glace ou de neige sur les objets exposés aux conditions atmosphériques, par exemple les éoliennes, lignes électriques, transports à câbles, instruments météorologiques ou mâts de télécommunication. Les sites d'éoliennes sont concernés en premier lieu par la formation de glace transparente ou de givre produits par les nuages ou le brouillard. Le givrage influence la planification et l'exploitation des éoliennes de diverses façons et induit aussi une hausse des coûts d'investissement et d'exploitation².

- Lors du choix des installations, il faut tenir compte de la mise en oeuvre d'instruments de détection de givrage ainsi que de mesures d'antigivrage et de dégivrage.
- Le givrage des pales de rotor d'une éolienne perturbe l'aérodynamique, entraîne des pertes de production en cas de givrage léger et l'arrêt de la turbine en cas de givrage important.
- Le givrage crée des charges supplémentaires, et leur répartition inégale est la cause de déséquilibres qui provoquent une fatigue accrue du matériel.
- En raison de sa répartition uniforme sur les pales, la glace claire peut entraîner une surproduction et constituer ainsi un danger pour le générateur.
- Le givrage des instruments de mesure installés dans la nacelle de l'éolienne perturbe leur bon fonctionnement et peut même provoquer un arrêt de sécurité. Des mesures faussées par le givrage peuvent aussi entraîner une surproduction et endommager le générateur.
- Des pales givrées produisent des émissions sonores plus importantes, ce qui peut gêner les personnes habitant à proximité.
- La glace projetée par les éoliennes peut représenter un risque pour la sécurité des passants et du personnel de service. Le cas échéant, une éolienne doit être arrêtée pour des raisons de sécurité.

3.3.1. Estimation de la fréquence de givrage

La durée de givrage instrumental est déterminée ici. Le givrage instrumental correspond à la durée de la perturbation technique d'un instrument, resp. d'une éolienne due au givrage. En d'autres termes, c'est la période pendant laquelle de la glace ou du givre sont présents sur les instruments, resp. les éoliennes. Le givrage météorologique correspond à la période de formation de givre. Le givre/la glace peuvent continuer de perturber le bon fonctionnement d'éoliennes alors même que les conditions environnementales ne sont plus propices à leur formation. Par

² Cattin, R., 2008: Alpine test site Guetsch: Handbuch und Fachtagung. Schlussbericht im Auftrag des Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm Windenergie, S. 48.

exemple, les dépôts de glace peuvent subsister plusieurs jours après que la température se soit radoucie. Une évaluation du givrage instrumental, et pas seulement du givrage météorologique, est donc nécessaire.

Des capteurs chauffés et non chauffés ont été utilisés pour mesurer le vent. Une comparaison entre les capteurs chauffés et non chauffés permet d'identifier les situations de givrage pendant lesquelles le capteur non chauffé se serait arrêté ou aurait collecté des données faussées par la présence de givre. Les périodes de givrage instrumental peuvent ainsi être recensées de façon précise.

Des mesures supplémentaires de la température de l'air ont été effectuées au mât. A partir de températures inférieures à 2°C, on admet qu'un givrage est possible.

Les périodes potentielles de givrage ont été évaluées sur la base des critères suivants:

- Température inférieure à 2.0°C
- Le rapport entre la vitesse du vent du capteur chauffé (NRG IceFree3 à 73.3 m) et la vitesse du vent du capteur non chauffé (Thies First Class à 84.0 m) est supérieur à 1.5
- La vitesse du vent du capteur chauffé est d'au moins 2 m/s

Pendant la période de mesure hivernale 2013/2014, la fréquence du givrage instrumental a été estimée à 862.5 heures (35.9 jours). Pendant la période de mesure hivernale 2014/2015, cette fréquence a été évaluée à 1'157 heures (48.2 jours) à 84.0 m au-dessus du sol (Figure 10).

Les données relatives à la fréquence de givrage sur le site de mesure ne représentent pas forcément des jours de givrage continus. La durée de givrage relevée résulte de l'addition de plusieurs périodes de givrage plus courtes.

La fréquence du givrage instrumental évaluée de cette manière a été comparée aux résultats de la "carte de givrage"³. Celle-ci indique pour l'emplacement du mât à Montoz 10-20 jours de givrage météorologique. Un facteur de quatre a été déterminé sur les sites Jurassiens pour le rapport entre le givrage instrumental et le givrage météorologique⁴. Avec cette hypothèse, on obtient une durée de givrage instrumental d'environ 40-80 jours sur le site de Montoz. La carte de givrage peut présenter de grandes imprécisions et doit être vue comme une simple estimation. En considérant une moyenne pluriannuelle, on peut cependant s'attendre à des épisodes de givrage instrumental avec une fréquence semblable voire supérieure à celles mesurées pendant les hivers 2013/14 et 2014/15.

³ www.wind-data.ch/windkarte/

⁴ Vereisung WEA St. Brais – Auswirkungen der Vereisung auf das Betriebsverhalten und den Energieertrag von Windkraftanlagen im Jurabogen. Schlussbericht, 29. August 2013

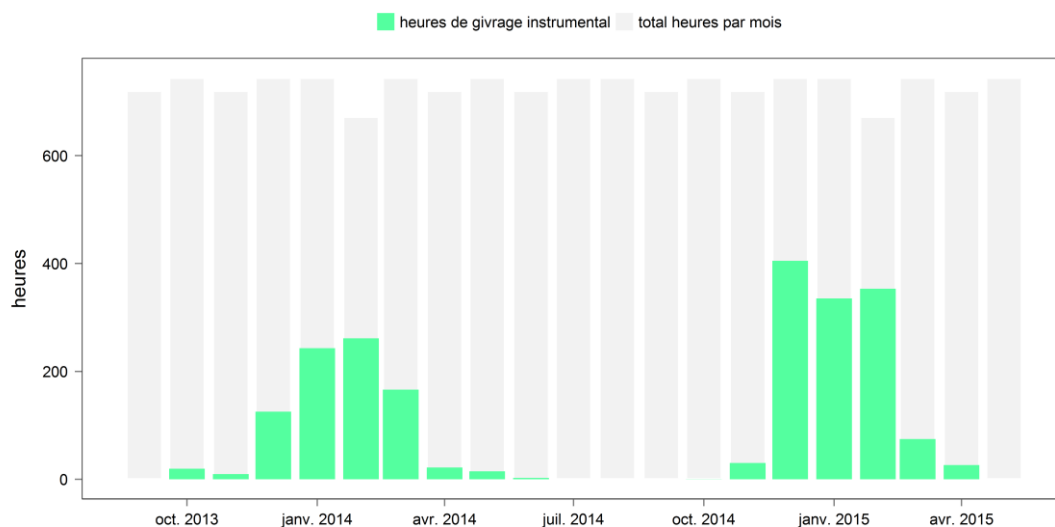


Figure 10: Durée totale des périodes de givrage instrumental en heures par mois pendant la campagne de mesure.

La procédure décrite ici estime la fréquence de givrage instrumental à une hauteur de 84.0 m au-dessus du sol. Dans les couches d'air plus élevées, la probabilité de rencontrer des conditions de givrage est plus grande. Comme les pales du rotor traversent aussi des couches d'air plus élevées, on doit s'attendre à ce que les pales du rotor des éoliennes soient affectées plus souvent et plus fortement par le givrage que ne laissent penser les calculs effectués à 84.0 m.

3.3.2. Conclusion

Déterminer la fréquence de givrage comporte une incertitude étant donné que la fréquence et la durée des épisodes de givrage peut varier fortement d'année en année.

Sur la base des résultats obtenus, il semble que, pour le site analysé, on doive s'attendre à des pertes modérées à importantes de production dues au givrage. La perte de production dépend du choix de l'installation, de l'équipement et de la stratégie d'exploitation. C'est pourquoi les pertes de production dues au givrage ne sont pas prises en compte dans les prévisions de production (Chapitre 8).

Selon la classification des sites de IEA Task 19 "Wind Energy in Cold Climate"⁵ (Tableau 4), le site est placé dans la catégorie IEA Ice Class 3 voire Ice Class 4 avec un givrage modéré à important. La perte de production due au givre se situe selon cette classification aux alentours de 10-15% par année.

⁵ IEA Wind Recommended Practice 13: Wind Energy in Cold Climates (arcticwind.vtt.fi)

Tableau 4: Classification de sites IEA pour les turbines exposées au givrage.

Classe de givrage IEA	Givrage météorologique (formation de glace) [% de l'année]	Givrage instrumental (glace présente) [% de l'année]	Perte de production [% de la production annuelle]
5 (très important)	> 10	> 20	> 20
4 (important)	5 à 10	10 à 30	10 bis 25
3 (modéré)	3 à 5	6 à 15	3 bis 12
2 (léger)	0.5 à 3	1 à 9	0.5 bis 5
1 (très léger)	0 à 0.5	0 à 1.5	0 bis 0.5

Le givrage doit être pris en compte lors du choix des installations et de la stratégie d'exploitation. Cela peut concerner les domaines suivants:

- Equipement des éoliennes: chauffage des pales de rotor, détecteur de glace
- Arrêt ou poursuite de l'exploitation des éoliennes pendant les épisodes de givrage
- Démarrage automatique ou manuel des éoliennes après la fin des épisodes de givrage

Equiper les éoliennes de systèmes de dégivrage diminuerait fort probablement les pertes de production liées au givrage.

Comme le risque de givrage est important pendant les mois d'hiver, il y a aussi danger de projection de glace. La présence de pistes de ski dans un périmètre de 200 mètres autour des éoliennes doit être vérifiée lors de la planification. Le cas échéant, la position des éoliennes doit être modifiée ou le tracé des pistes de ski adapté. Il est en outre conseillé de poser des panneaux de mise en garde pour les adeptes du hors-piste et de la randonnée à ski à bonne distance du parc éolien.

4 Régime des vents à long terme

4.1 Corrélation des données climatologiques et des mesures au mât

4.1.1. Corrélation avec les stations météo

Idéalement, une estimation à long terme nécessite une série de données complètes d'une station météo permanente sur une période d'au moins 10 ans. Le coefficient de corrélation linéaire de Pearson a été calculé pour comparer les données mesurées au mât avec les données de 141 stations météorologiques permanentes de MeteoSuisse. Ce sont les stations de Chasseral, du Moléson, du Napf, du Lägern, et de la Dôle qui présentent les meilleures corrélations (Tableau 5). Les positions des stations sont indiquées dans la Figure 11. En plus de la corrélation, la proximité des stations par rapport au site de mesure, leur consistance ainsi que la continuité de leurs données sont prises en compte pour la sélection finale (Tableau 6).

Tableau 5: Positions des stations météo et coefficient de corrélation avec les mesurées au mât à 84.0 m.

Station	Numéro OMM	Coordonnées Swiss Grid LV03	Altitude [m]	Coefficient de corrélation valeurs horaires / valeurs journalières
Chasseral	66'050	570'842 / 220'155	1'599	0.78 / 0.87
Le Moléson	66'090	567'740 / 155'175	1'972	0.67 / 0.81
Napf	66'390	638'133 / 206'079	1'404	0.62 / 0.75
Lägern	66'690	672'250 / 259'460	868	0.62 / 0.74
La Dôle	67'020	497'061 / 142'362	1'670	0.62 / 0.73

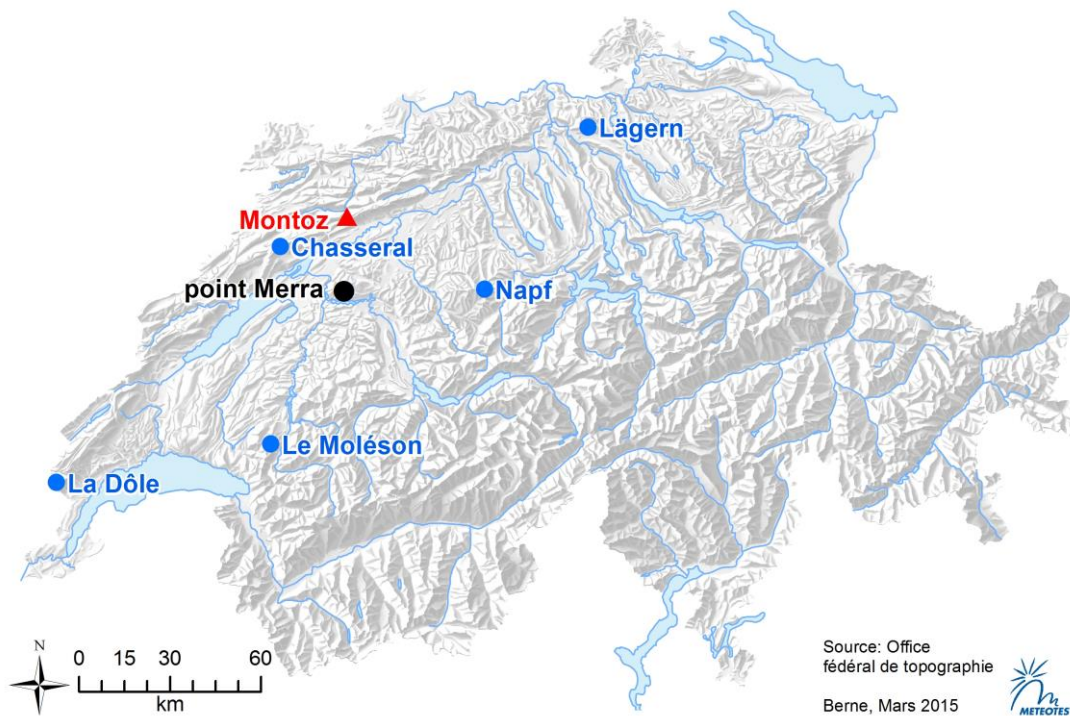


Figure 11: Positions du mât de mesure à Montoz ainsi que des stations météo à avec mesures à long terme qui représentent la meilleure corrélation avec les valeurs du mât. Le point de la grille de la réanalyse MERRA utilisé pour la corrélation est aussi indiqué.

Tableau 6: Critères pour l'aptitude des stations à servir de référence pour la comparaison des données à long terme.

Station	Longueur de la série de données	Consistance	Lacunes dans les données	Facteur de correction : long terme/ court terme
Chasseral	Au moins 10 ans	bonne à partir de 2007	-	0.97
Le Moléson	Au moins 10 ans	bonne	20 jours	0.90
Napf	Au moins 10 ans	bonne	-	0.93
Lägern	Au moins 10 ans	bonne	-	0.93
La Dôle	Au moins 10 ans	bonne	16 jours	0.92

4.1.2. Corrélation avec les données de réanalyse MERRA

La comparaison à long terme sur la base de données de réanalyse constitue un complément ou une alternative à la comparaison à long terme avec les mesures des stations météo permanentes.

La réanalyse MERRA est une base de données quadridimensionnelle. Elle est actualisée en continu et basée sur la combinaison de mesures et de la simulation de la circulation atmosphérique globale. Cette base de données est disponible avec une résolution de six heures et couvre la période de 1979 à nos jours. Le grand avantage de MERRA est qu'il s'agit d'une série de données très longue, homogène et disponible dans le monde entier.

Les données de la réanalyse MERRA au point de la grille le plus proche de Montoz et au niveau 874 hPa sont utilisées pour la corrélation avec les mesures effectuées au mât. Les données sur six heures de MERRA sont d'abord agrégées en moyennes journalières avant d'être corrélées avec les moyennes journalières des mesures enregistrées au mât pendant toute la période de mesure. Il en résulte dans le cas présent un coefficient de corrélation de 0.86 (Tableau 7:).

Tableau 7: Position du point de la grille de la réanalyse MERRA, coefficient de corrélation avec les mesures au mât à 84.0 m et facteur de correction long terme/court terme pour MERRA.

Point de la grille dans les données de réanalyse MERRA (coordonnées géographiques)	Coefficient de corrélation valeurs journalières	Facteur de correction long terme/court terme
7.33° E / 47° N	0.86	0.97

Choix des données de base pour la comparaison à long terme

La réanalyse MERRA et la station de Chasseral sont les mieux corrélées avec les mesures au mât. Ces deux bases de données très différentes sont toutes deux fiables avec toutefois de légères inhomogénéités au fil du temps: la station de Chasseral a subi un changement instrumental en 2007 et l'assimilation de données dans la réanalyse MERRA varie au fil du temps (plus de données sont accessibles pour les années récentes).

Les deux facteurs de correction sont néanmoins très proches (les deux sont de 0.97). Ceci est remarquable compte tenu de la nature très différente des deux bases de données et indique une bonne plausibilité des résultats. Un facteur de 0.97 est donc finalement retenu pour la correction à long terme.

La Figure 12 montre le profil de la vitesse du vent des 10 dernières années à Chasseral.

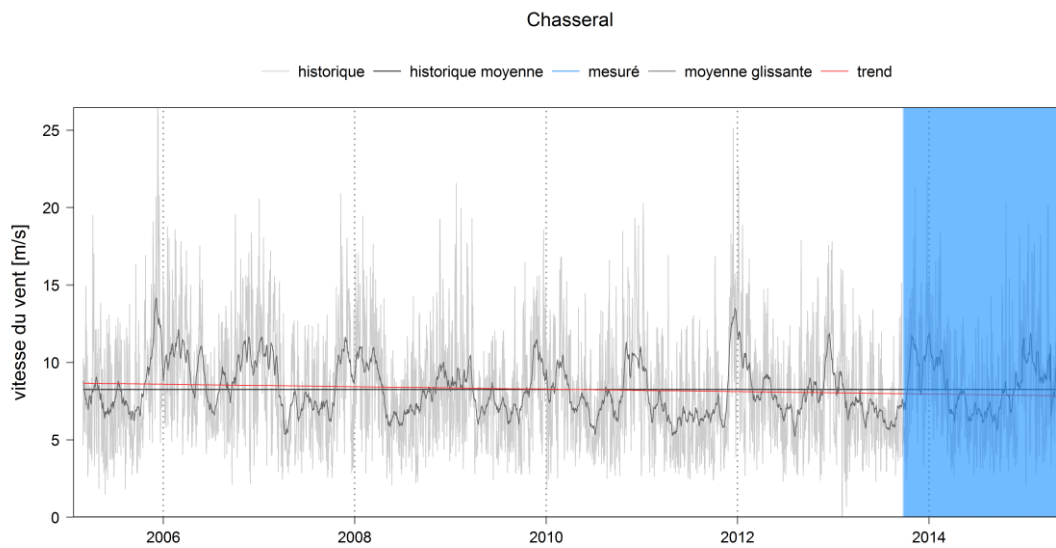


Figure 12: Profil de la vitesse du vent à la station de **Chasseral** du 1 mars 2005 au 28 février 2015 (10 ans). Les valeurs horaires sont indiquées en gris et la moyenne mensuelle mobile en noir. La ligne horizontale noire représente la valeur moyenne de la vitesse du vent pour l'ensemble de la période considérée et la droite rouge indique la tendance générale. La période de la mesure au mât sur le site de Montoz (et donc la période utilisée pour la corrélation) est indiquée en bleu.

4.2 Lissage à long terme des données mesurées au mât

La Figure 13 montre les moyennes mensuelles pluriannuelles de la vitesse du vent à la station météo de Chasseral ainsi qu'au mât à Montoz. L'évolution parallèle des courbes pour Chasseral et Montoz confirme la bonne corrélation discutée précédemment.

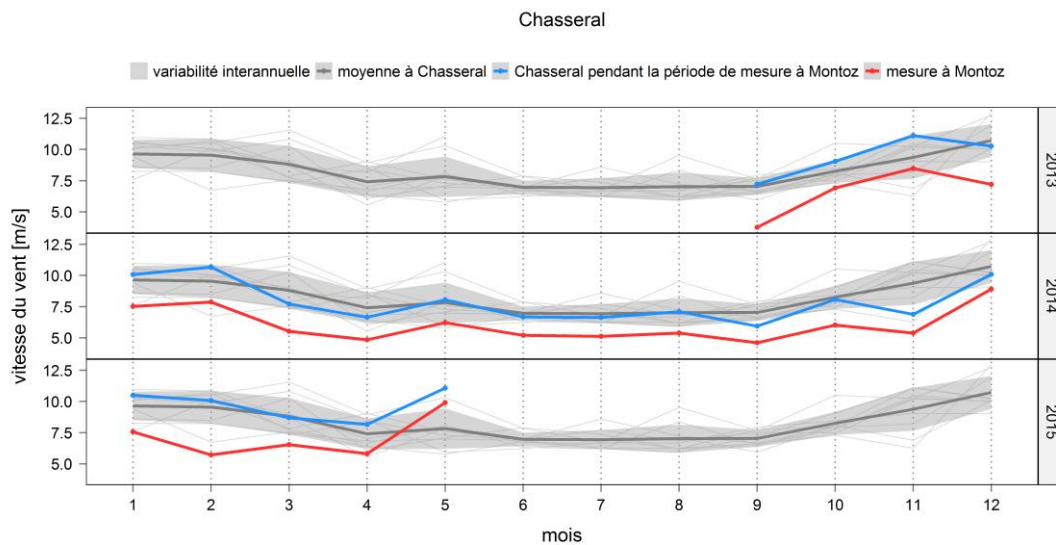


Figure 13: Les moyennes mensuelles pluriannuelles (du 1 mars 2005 au 28 février 2015) de la vitesse du vent à Chasseral sont marquées par la ligne gris foncé. Leur écart-type est indiqué par la zone grise et les moyennes mensuelles pour chaque année sont marquées par les différentes lignes gris clair. Les moyennes mensuelles à Chasseral correspondant à la période de mesure à Montoz sont indiquées en bleu et celles de Montoz (au mât à 84.0 m) sont indiquées en rouge.

Le potentiel éolien à long terme a été déterminé au moyen de la formule suivante (ff: vitesse du vent) :

$$ff_{mat,long_terme} = ff_{mat,periode_de_mesure} \cdot \frac{ff_{meteo,long_terme}}{ff_{meteo,periode_de_mesure}}$$

Le rapport entre la vitesse du vent à long terme et la vitesse du vent enregistrée pendant la période de mesure est de 0.97 (0.97 à Chasseral et 0.97 pour MERRA). Cela signifie que sur le site de mesure, on peut s'attendre à ce que la vitesse moyenne du vent à long terme soit inférieure d'environ 3% à celle enregistrée pendant la période de mesure.

La Figure 14 montre la distribution de fréquence de la vitesse du vent à Montoz à 90 m au-dessus du sol après l'application du facteur de correction à long terme et après une extrapolation verticale basée sur les profils du LIDAR. On y trouve aussi une approximation de la distribution de Weibull et la vitesse du vent moyenne corrigée. Après la correction à long terme et après l'extrapolation verticale à hauteur de moyeu, la vitesse moyenne du vent au site du mât à 90 m au-dessus du sol est de 6.1 m/s. La Figure 15 montre une extrapolation similaire mais jusqu'à une hauteur de 140 m se rapprochant de la seconde hauteur de moyeu planifiée. A 140 m, la vitesse moyenne du vent est de 6.7 m/s.

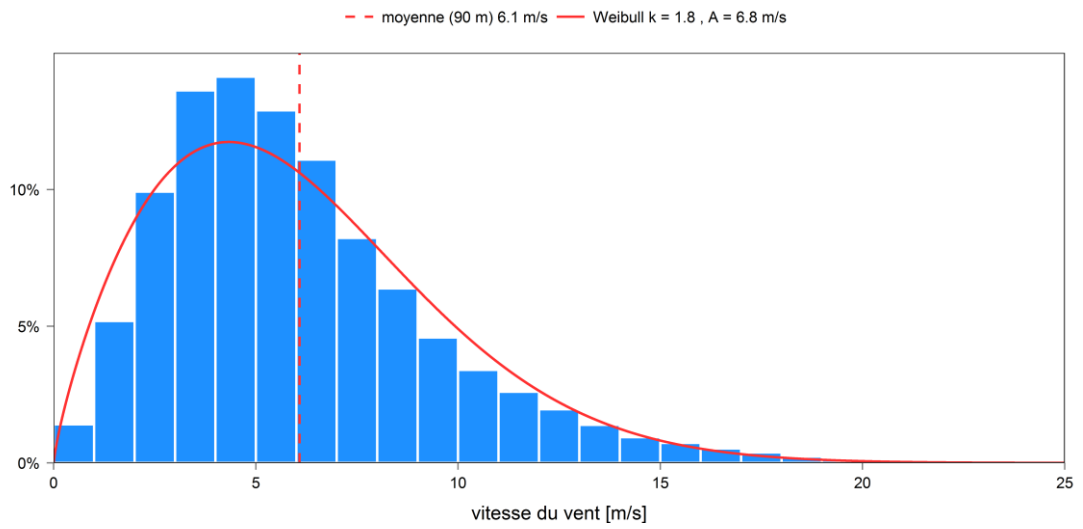


Figure 14: Equivalent de la Figure 4 mais après l'application du facteur de correction à long terme pour le site du mât et après extrapolation à une hauteur de 90 m.

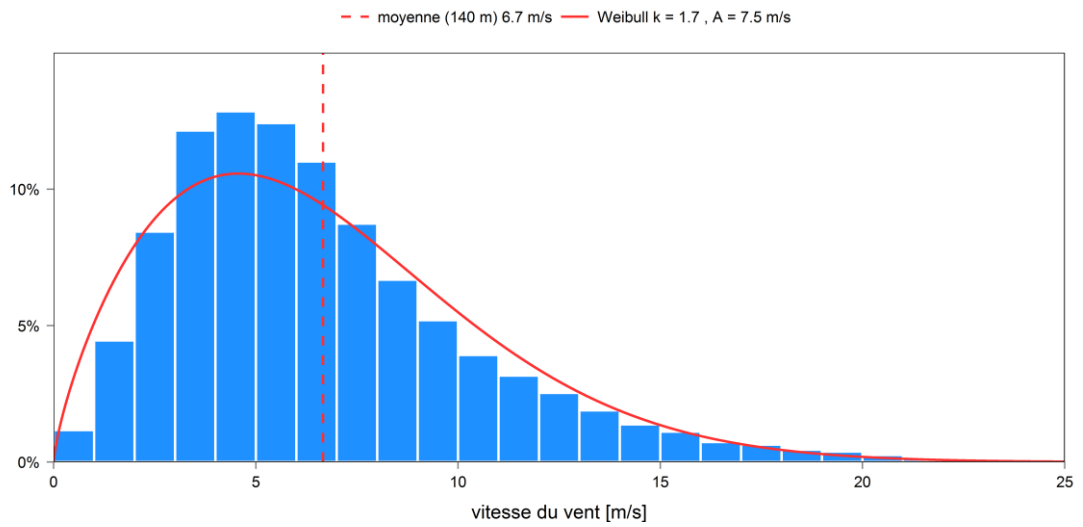


Figure 15: Equivalent de la Figure 14 mais à une hauteur de 140 m.

5 Modélisation du vent : CFD

5.1 Introduction à la modélisation

La modélisation d'écoulement des flux d'air en terrain complexe est une opération délicate. Des résultats réalistes ne peuvent être obtenus qu'en tenant compte de phénomènes d'écoulement tridimensionnels et non linéaires, comme par exemple, des retours de flux derrière certains obstacles ou la formation de tourbillons.

La description mathématique de l'écoulement en terrain complexe est basée sur des équations différentielles non linéaires. Ces équations doivent être simplifiées pour être résolues. Quelques modèles (p. ex. le modèle WASP⁶ utilisé couramment) réduisent les équations à une simplification linéaire. Si cette simplification est facile à résoudre, elle ne tient pas compte d'importants effets d'écoulement, si bien que les modèles linéaires ne conviennent pas en terrain complexe^{7,8}. Des modèles CFD (computational fluid dynamics) non linéaires doivent être utilisés. Ces derniers résolvent les équations de façon itérative ; c'est-à-dire par une succession de calculs de plus en plus précis. Ces modèles nécessitent donc un long travail de calcul et d'importantes ressources informatiques mais ils permettent d'obtenir une description relativement fidèle des conditions d'écoulement de l'air en terrain complexe.

Meteotest utilise depuis 2003 le logiciel WindSim⁹ basé sur une modélisation CFD non linéaire. WindSim a été spécifiquement développé pour déterminer les ressources régionales en vent ainsi que les ressources en énergie des parcs éoliens. Meteotest a utilisé WindSim avec succès pour de nombreux projets d'implantation d'éoliennes en plaine ainsi qu'en terrain complexe (p.ex. dans les Alpes). Depuis 2007, Meteotest participe en outre régulièrement aux réunions d'utilisateurs de WindSim, afin d'être constamment au courant des dernières évolutions en matière de modélisation.

La modélisation avec WindSim consiste à calculer les champs de vent tridimensionnels sur l'ensemble de la zone de modélisation pour douze différentes directions du vent (secteurs de 30°). Les calculs pour la zone du parc éolien planifié sont effectués à haute résolution. A l'extérieur de la zone, la résolution diminue vers les bords de la zone modélisée. Les champs de vent tridimensionnels calculés par le modèle CFD sont ensuite pondérés avec les statistiques pluriannuelles de vent mentionnées au Chapitre 4. On obtient ainsi pour chaque point de la grille de modélisation une statistique pluriannuelle des vents, sur la base de laquelle des prévisions de production peuvent être calculées.

⁶ www.wasp.dk/

⁷ z.B. Moreno, P.; Gravidahl, A. and Romero, M., 2003: Wind flow over complex terrain: application of linear and CFD models. (http://www.windsim.com/documentation/papers_presentations/0306_ewec/ecotecnia.doc).

⁸ G. Gerdes, B. Schwenk und T. Pahlke, 1997: Ergebnisse von WASP in mässig strukturiertem Gelände. DEWI Magazin, 11, S. 39-43, 1997.

⁹ www.windsim.com

5.2 Données d'entrée pour la modélisation

La modélisation de cette étude a été réalisée avec WindSim Version 6.2.0.

WindSim a été initialisé avec un **modèle numérique de terrain** comprenant une résolution horizontale de 25 m (source: Office fédéral de topographie).

Le calcul des champs de vent par WindSim nécessite également un **modèle de rugosité** de la surface terrestre. Celui utilisé ici est tiré de la base de donnée BN24 sur l'utilisation du sol en Suisse et comporte une résolution horizontale de 100 m (source: BFS/GEOSTAT). Les classes d'utilisation du sol ont été converties en longueurs de rugosité sur la base des données fournies dans TA Luft¹⁰.

Pour la pondération des champs de vent, la **climatologie** utilisée est celle établie au Chapitre 4. Elle résulte des mesures au mât ajustées par les statistiques pluviométriques et extrapolées à hauteur de moyeu.

5.3 Limites du secteur modélisé et conditions en bordure

La Figure 16: montre le domaine pour lequel les champs de vent tridimensionnels ont été simulés ainsi que le domaine central simulé à plus haute résolution. Le Tableau 8 présente les dimensions et la résolution horizontale de la grille des deux domaines modélisés. Le Tableau 9 indique les hauteurs des cinq niveaux de modélisation les plus bas (cinq premières couches du modèle).

Tableau 8 : Limites et résolution horizontale de la grille des domaines modélisés.

	Région de base	Zone d'affinement
Coordonnées (Swiss Grid) [m]	x: 582'948 – 602'948 y: 219'870 – 239'870	x: 590'448 – 595'948 y: 227'370 – 232'370
Taille du modèle [km]	20 x 20	5.5 x 5.0
Taille horizontale de la cellule [m]	variable	25

Un profil de vent standard est défini en bordure du grand domaine. Le profil vertical du vent est déterminé par une courbe logarithmique à moins de 500 m au-dessus du sol. A 500 m et plus haut, la vitesse du vent est définie comme constante à 10 m/s.

Tableau 9 : Hauteur moyenne des cinq niveaux de modélisation les plus bas.

Niveaux de modélisation verticale	1	2	3	4	5
Hauteur au-dessus du sol [m]	7	27	58	100	153

¹⁰ Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, 2002, www.taluft.info, S. 200

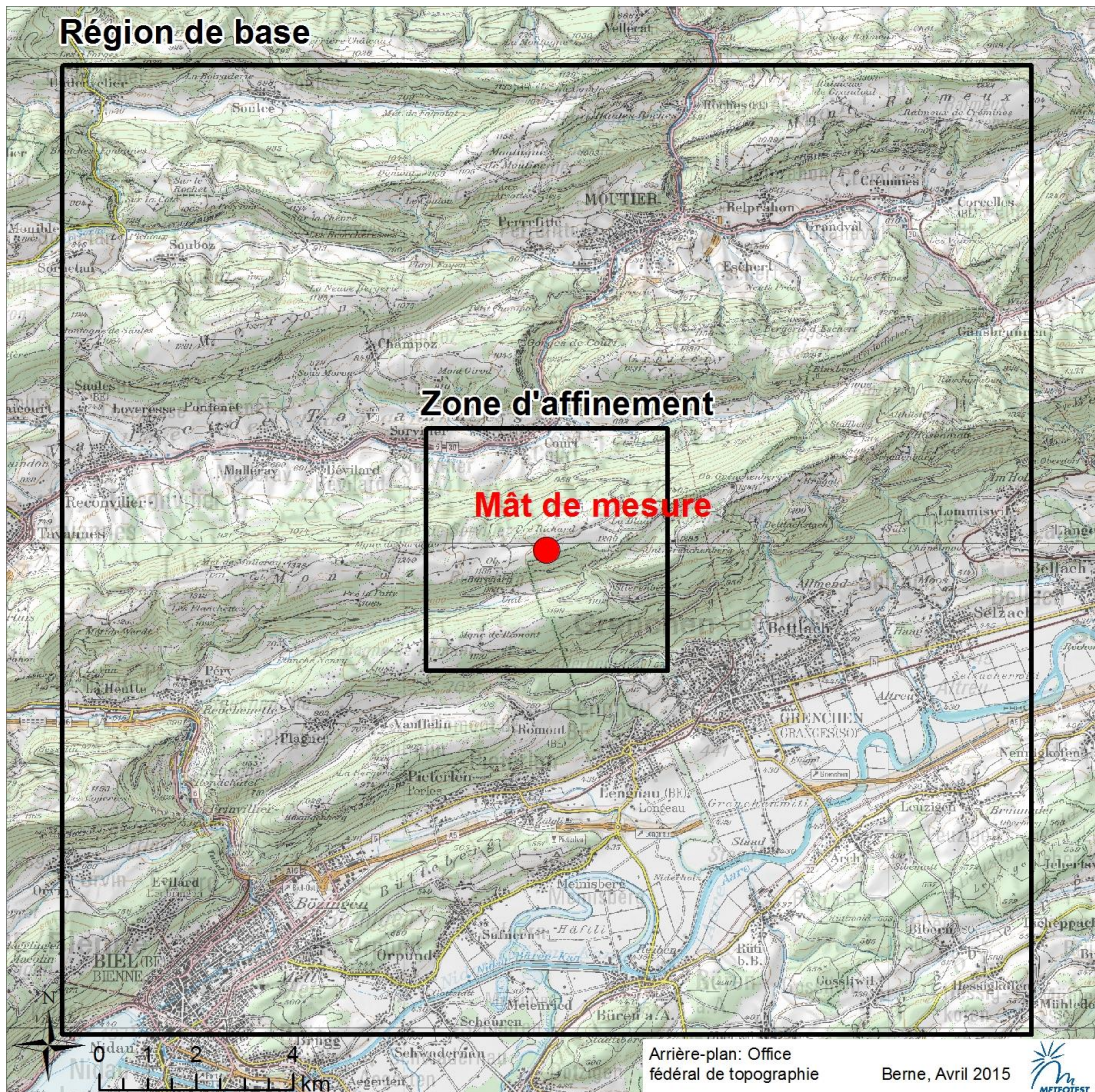


Figure 16: Extension des domaines modélisés. Le cadre extérieur montre les limites de la grande région modélisée, le cadre intérieur définit la zone d'affinement à haute résolution. Le point rouge marque les positions des mesures effectuées sur le site de Montoz. Carte d'arrière-plan: 1:100'000,.

6 Résultat de la modélisation du vent

La Figure 17 et la Figure 18 montrent les vitesses moyennes du vent calculées avec WindSim à 89 m et 139 m au-dessus du sol. Les champs de vents calculés par WindSim sont ajustés sur la base des mesures effectuées au mât, extrapolées verticalement à l'aide des profils du LIDAR, et corrigées par un facteur de climatologie pluriannuelle. Les positions du mât et des éoliennes planifiées sont également visibles sur la carte.

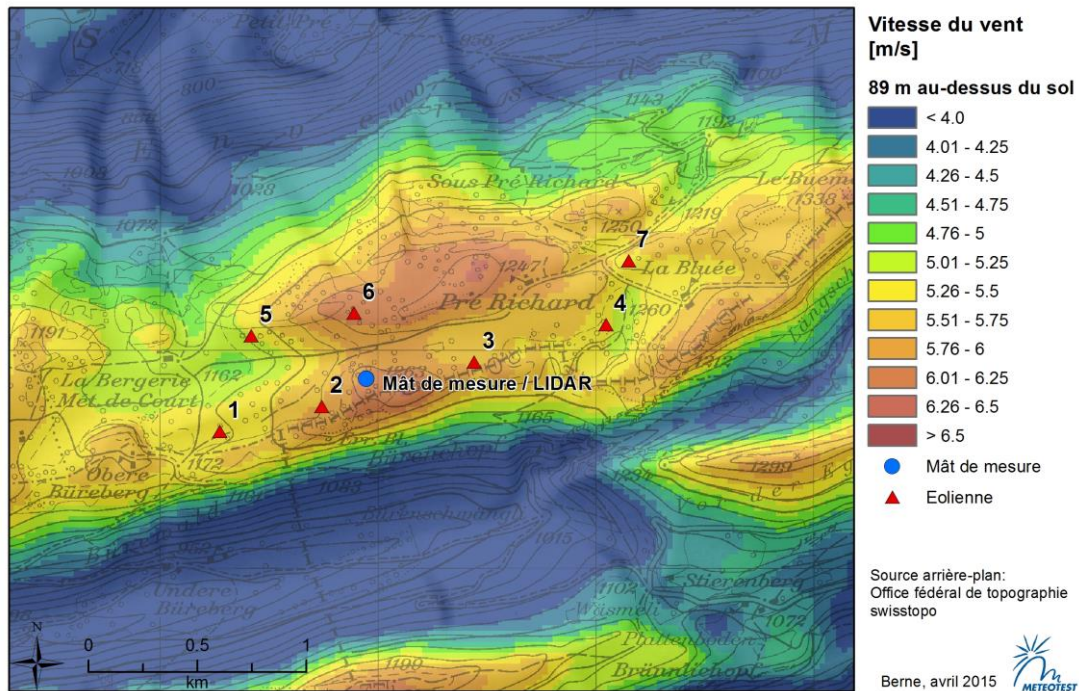


Figure 17: **Vitesse moyenne pluriannuelle du vent à 89 m au-dessus du sol.** Les positions des mesures au mât et des éoliennes planifiées sont marquées par un rond bleu et des triangles rouges, respectivement. Carte d'arrière-plan 1:25'000.

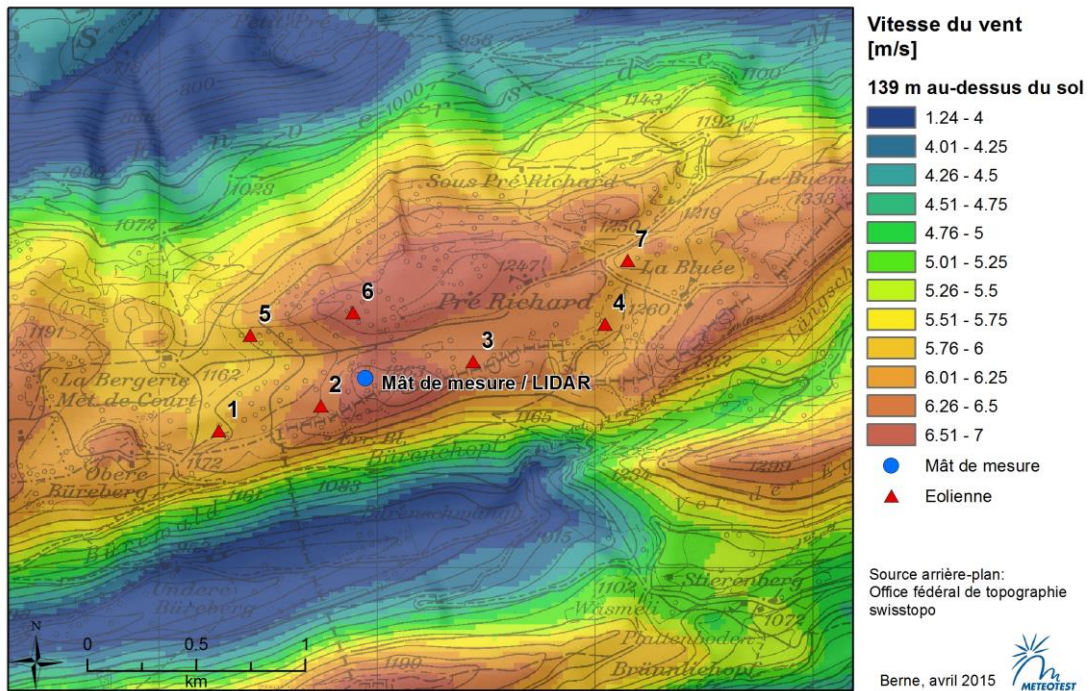


Figure 18: **Vitesse moyenne pluriannuelle du vent à 139 m au-dessus du sol.** Les positions des mesures au mât et des éoliennes planifiées sont marquées par un rond bleu et des triangles rouges, respectivement. Carte d'arrière-plan 1:25'000.

7 Analyse de l'incertitude

L'incertitude relative aux prévisions de production comporte les facteurs suivant :

- A. **Erreurs dans les données mesurées au mât** : les mesures ont été réalisées avec des capteurs de grande qualité, calibrés et chauffés. Le givrage a pu être détecté par les capteurs chauffés. Dans l'ensemble, on estime que les erreurs relatives aux données mesurées au mât représentent une incertitude de **5%** en ce qui concerne la production énergétique^{11,12}.
- B. **Conditions de vent à long terme** : l'incertitude a été calculée grâce à une méthode statistique¹³. Elle se monte à 2.9% en ce qui concerne la vitesse du vent. L'incertitude de la vitesse du vent peut être convertie en incertitude de production énergétique en tenant compte des courbes de puissance des éoliennes (les courbes de puissance sont en annexe). En prenant en compte ou non une réduction nocturne de la puissance (Stratégie D) et avec une hauteur de moyeu de 89 m ou 139 m, on obtient des incertitudes de la production énergétique se situant entre 4.1% et 5.0%. Une incertitude moyenne de **4.5%** est finalement retenue pour la production énergétique.
- C. **Extrapolation à une hauteur de 139 m** : les profils verticaux moyens sont tirés d'un nombre suffisant de mesures LIDAR. L'incertitude de la production énergétique liée à l'imprécision inhérente à ces profils est donc relativement faible. Elle atteint **1.5%**.
- D. **Incertitude relative à la modélisation du vent avec WindSim** : la modélisation a été réalisée pour un terrain relativement complexe. Sur la base de projets comparables, l'incertitude moyenne concernant la production énergétique a été fixée à **10%**.
- E. **Courbes de puissance** : l'incertitude provient surtout du fait que la courbe de puissance a été mesurée avec une densité de l'air et des valeurs de turbulence qui ne correspondent pas forcément à celles du site étudié. On a admis une valeur de **5%** pour l'incertitude relative à la production énergétique.

Comme ces facteurs d'incertitude sont indépendants les uns des autres, l'incertitude totale peut être calculée selon la formule suivante:

$$\text{Incertainude totale} = \sqrt{A^2 + B^2 + C^2 + D^2 + E^2}$$

Les résultats du calcul de l'incertitude sont présentés dans le Tableau 10.

¹¹ Albers A., 2002, Uncertainty Analysis of Energy Yield Predictions as Basis for Risk Evaluation of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband.

¹² Strack M., 2002, Analysis of Uncertainties of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband.

¹³ Dr. Eicher+Pauli AG, 2005: Sicherheit von Windkraftanlagen in der Schweiz – Richtlinien und Standards.

Tableau 10 : Incertitude pour les différents facteurs et incertitude totale s_{tot} .

Facteurs	Incertitude 89 m	Incertitude 139 m
A : Erreurs dans les données mesurées au mât	5.0%	5.0%
B : Conditions de vent à long terme	4.5%	4.5%
C : Extrapolation de 84 à 139 m	-	1.5%
D : Modélisation WindSim	10.0%	10.0%
E : Courbe de puissance	5.0%	5.0%
Incertitude totale s_{tot}	13.0%	13.1%

8 Production énergétique

8.1 Positions des éoliennes

ESB a défini des configurations de parc avec sept éoliennes. Les coordonnées des éoliennes planifiées se trouvent dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Coordonnées et altitudes des éoliennes planifiées.

Position	Coordonnées Swiss Grid [m]	Altitude [m]
T01	592'275 / 229'629	1'175
T02	592'745 / 229'744	1'218
T03	593'444 / 229'947	1'233
T04	593'978 / 230'113	1'231
T05	592'421 / 230'067	1'181
T06	592'893 / 230'172	1'248
T07	594'153 / 230'411	1'241

8.2 Type d'éolienne

Le Tableau 12 donne un aperçu du type d'éoliennes pour lequel les calculs de production ont été effectués. La courbe de puissance de ce type d'éoliennes figure dans l'Annexe A.

Tableau 12 : Type d'éoliennes pour lequel des calculs de production ont été effectués.

Eolienne	Puissance nominale [MW]	Diamètre du rotor [m]	Hauteur de moyeu [m]	Stratégie d'exploitation
Alstom ECO 122	2.7	122	89 ou 139	A jour et D nuit

8.3 Configurations de parc

Les prévisions de production sont effectuées pour trois configurations de parc :

- Scénario 1: Sept éoliennes Alstom ECO 122 avec moyeux à **89 m** et réduction de puissance la nuit (stratégie D)
- Scénario 2: Sept éoliennes Alstom ECO 122 avec moyeux à **139 m** et réduction de puissance la nuit (stratégie D)
- Scénario 3: Sept éoliennes Alstom ECO 122 avec moyeux à **139 m** et **sans réduction de puissance la nuit**

Pour les scénarios avec application de la stratégie D, la courbe de puissance diminuée a été utilisée de 19 heures à 07 heures CET et la courbe de puissance normale a été utilisée de 07 heures à 19 heures CET. Seule la courbe de puissance normale a été utilisée pour le scénario 3. Les deux courbes de puissance sont en annexe.

8.4 Prévisions de production énergétique

Les prévisions de production énergétique ont été réalisées individuellement pour chaque éolienne et pour chaque configuration de parc en tenant compte de l'effet de parc.

Les **productions énergétiques brutes** (E brute dans le Tableau 14, le Tableau 15 et le Tableau 16) ont été calculées en combinant les statistiques de vent modélisées avec les courbes de puissance des éoliennes. Elles correspondent à la valeur prévue selon les données disponibles. Les courbes de puissance ont été corrigées pour chaque éolienne en fonction de la densité de l'air à la hauteur de son moyeu. La densité de l'air a été calculée sur la base d'une atmosphère standard. Le Tableau 13 montre la densité de l'air aux emplacements des éoliennes et pour les hauteurs de moyeu de 89 m et de 139 m.

Tableau 13 : Densité de l'air pour les hauteurs de moyeu de 89 m et de 139 m.

Site	Densité de l'air pour la hauteur de moyeu de 89 m [kg/m ³]	Densité de l'air pour la hauteur de moyeu de 139 m [kg/m ³]
Montoz	1.075 – 1.083	1.070 – 1.078

Pour calculer la **production énergétique nette** E_{P50} (E nette E_{P50} dans le Tableau 14, le Tableau 15 et le Tableau 16), les déductions suivantes ont été prises en compte:

- Effet de parc (calculé avec le modèle Jensen¹⁴ dans WindSim)
- Indisponibilité des éoliennes: 3%
- Pertes électriques: 1%

Les pertes de production dues au givrage n'ont pas été prises en compte. Le Tableau 14, le Tableau 15 et le Tableau 16 montrent les prévisions de production énergétique pour les trois scénarios envisagés. E_{P50} désigne la production énergétique nette ayant une probabilité moyenne de dépassement de 50% et un risque de non dépassement de 50% (c'est la production énergétique moyenne pluriannuelle la plus vraisemblable). La production énergétique E_{P75} a une probabilité de dépassement de

¹⁴ Katic, I., Hojstrup, J. and N.O. Jensen (1986): A simple model for cluster efficiency. EWEC 1986, Rome, p. 407-409.

75% et E_{P90} une probabilité de dépassement de 90%. Autrement dit, il y a 50% de probabilité que la production énergétique pluriannuelle moyenne du parc atteigne au moins E_{P50} , 75% de probabilité qu'elle atteigne au moins E_{P75} et 90% de probabilité qu'elle atteigne au moins E_{P90} (voir aussi le Chapitre 9).

Tableau 14 : Prévisions de production énergétique pour le **scénario 1**. Sept éoliennes Alstom ECO 122 avec des hauteurs de moyeu de **89 m**. Cette évaluation prend en compte une réduction de la puissance des éoliennes la nuit pour limiter les nuisances sonores. La réduction est définie par la stratégie D.

Site	v_mean à hauteur de moyeu [m/s]	E brute [MWh/a]	E nette E_{P50} [MWh/a]	E nette E_{P75} [MWh/a]	E nette E_{P90} [MWh/a]	Pertes effet de parc [%]
T01	5.3	4'716	4'411	4'024	3'676	2.6
T02	5.8	5'513	4'963	4'528	4'136	6.2
T03	5.7	5'396	4'947	4'514	4'123	4.5
T04	5.5	4'953	4'548	4'149	3'790	4.4
T05	5.2	4'592	4'165	3'800	3'471	5.5
T06	6.1	6'087	5'408	4'934	4'507	7.5
T07	5.5	5'049	4'483	4'090	3'736	7.5
Total / moyenne	5.6	36'306	32'925	30'039	27'439	5.4

Tableau 15 : Prévisions de production énergétique pour le **scénario 2**. Sept éoliennes Alstom ECO 122 avec des hauteurs de moyeu de **139 m**. Cette évaluation prend en compte une réduction de la puissance des éoliennes la nuit pour limiter les nuisances sonores. La réduction est définie par la stratégie D.

Site	v_mean à hauteur de moyeu [m/s]	E brute [MWh/a]	E nette E _{P50} [MWh/a]	E nette E _{P75} [MWh/a]	E nette E _{P90} [MWh/a]	Pertes effet de parc [%]
T01	6.0	5'852	5'463	4'981	4'546	2.8
T02	6.4	6'512	5'899	5'377	4'908	5.6
T03	6.4	6'566	6'008	5'477	4'999	4.7
T04	6.2	6'199	5'627	5'130	4'682	5.4
T05	6.0	5'788	5'317	4'847	4'424	4.3
T06	6.7	6'922	6'248	5'696	5'199	6.0
T07	6.2	6'265	5'653	5'153	4'704	6.0
Total / moyenne	6.3	44'104	40'215	36'661	33'462	5.0

Tableau 16 : Prévisions de production énergétique pour le **scénario 3**. Sept éoliennes Alstom ECO 122 avec des hauteurs de moyeu de **139 m**. Cette évaluation est faite **sans réduction de puissance la nuit**.

Site	v_mean à hauteur de moyeu [m/s]	E brute [MWh/a]	E nette E _{P50} [MWh/a]	E nette E _{P75} [MWh/a]	E nette E _{P90} [MWh/a]	Pertes effet de parc [%]
T01	6.0	7'190	6'649	6'062	5'533	3.7
T02	6.4	8'018	7'128	6'498	5'931	7.4
T03	6.4	8'066	7'251	6'610	6'033	6.4
T04	6.2	7'610	6'782	6'183	5'644	7.2
T05	6.0	7'090	6'437	5'869	5'357	5.4
T06	6.7	8'509	7'535	6'869	6'270	7.8
T07	6.2	7'703	6'859	6'253	5'708	7.2
Total / moyenne	6.3	54'186	48'641	44'344	40'476	6.4

9 Analyse de risque

Sur la base de l'incertitude calculée dans le Chapitre 7, une analyse de risque relative à la prévision de production énergétique a été réalisée pour les trois configurations de parc.

D'une manière approximative, on peut estimer que la probabilité d'atteindre une certaine production énergétique suit une distribution normale. La prévision de production E_{P50} correspond au résultat le plus vraisemblable. L'incertitude totale s_{tot} calculée au Chapitre 7 correspond à la largeur de la variation autour de ce résultat ainsi qu'à un écart-type. La production peut ainsi être indiquée sous la forme d'une fonction représentant sa probabilité de dépassement. L'estimation de l'incertitude liée à la production est nécessaire pour une certaine sécurité de planification¹⁵.

Les prévisions de productions énergétiques nettes E sont résumées dans la Figure 19, la Figure 20 et la Figure 21 pour les trois configurations de parc. Les figures présentent une fonction représentant la probabilité de dépassement P_U , avec prise en compte de l'effet de parc. Les valeurs E_{P50} , E_{P75} et E_{P90} dans le Tableau 14, le Tableau 15 et le Tableau 16 sont tirées des fonctions présentées dans la Figure 19, la Figure 20 et la Figure 21, respectivement.

¹⁵ Dr. Eicher+Pauli AG, 2005: Sicherheit von Windkraftanlagen in der Schweiz – Richtlinien und Standards.

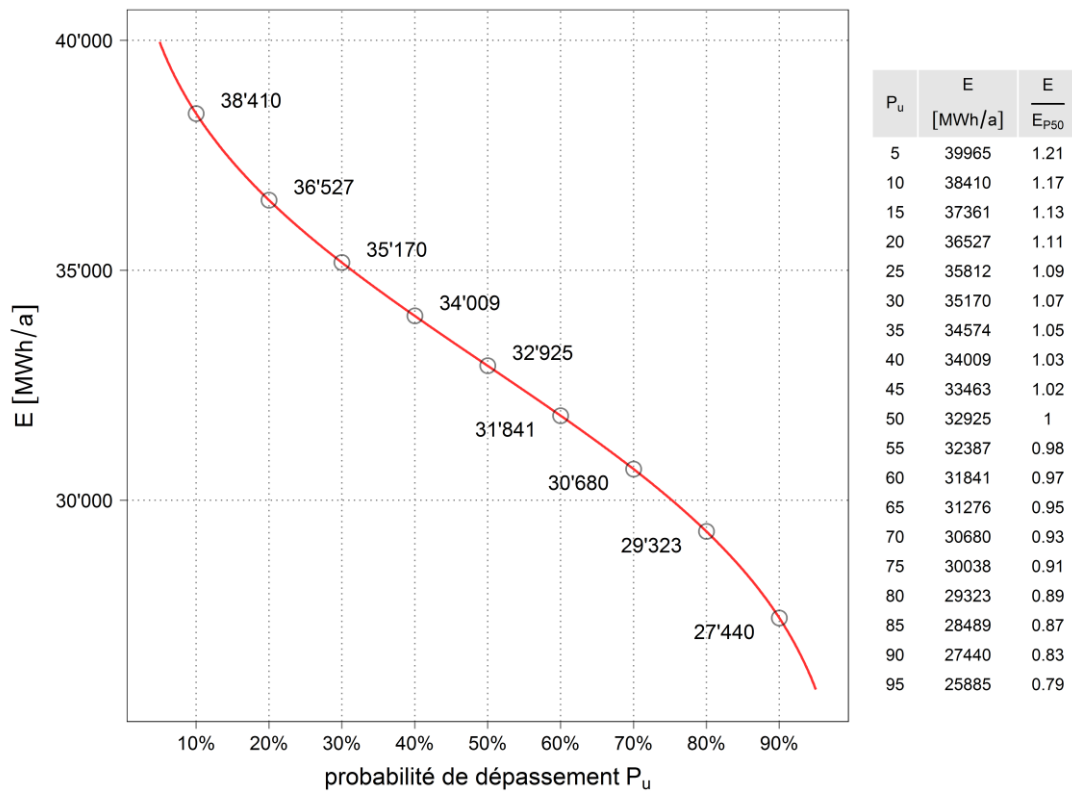


Figure 19: Production énergétique nette ($E = E$ nette) sous forme de fonction représentant la probabilité de dépassement pour la configuration de parc avec une hauteur de moyeu de **89 m (scénario 1)**. L'effet de parc est pris en compte.

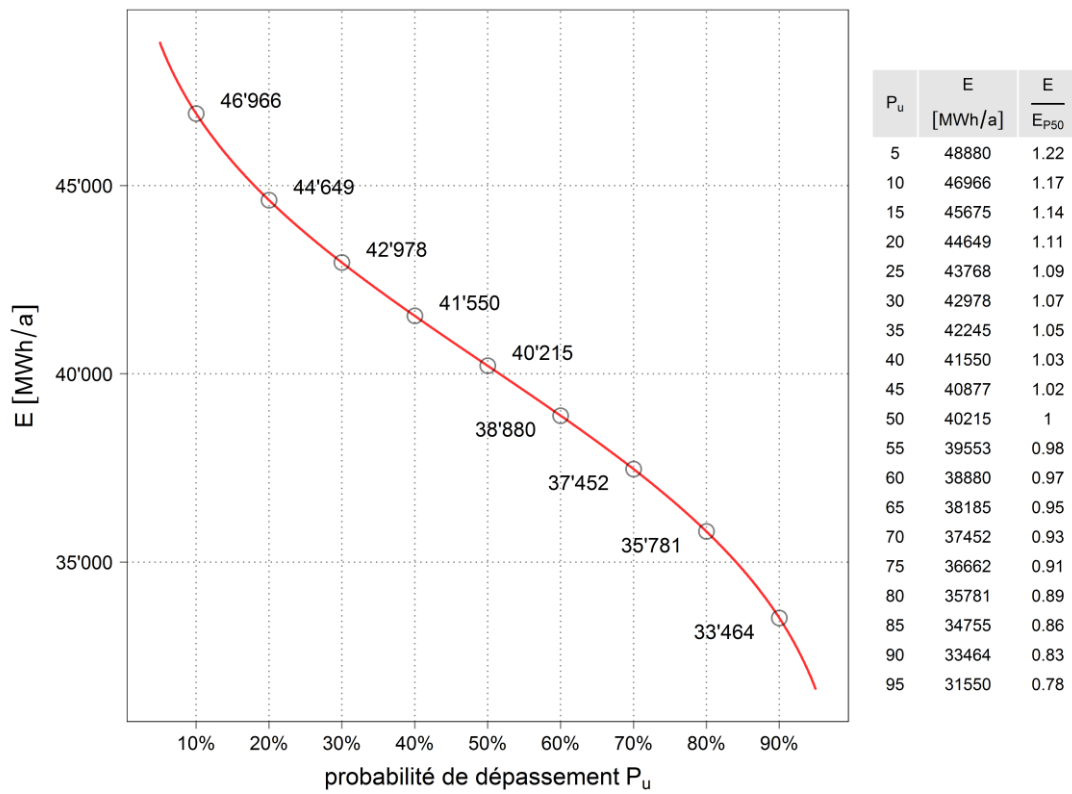


Figure 20: Production énergétique nette ($E = E$ nette) sous forme de fonction représentant la probabilité de dépassement pour la configuration de parc avec une hauteur de moyeu de **139 m (scénario 2)**. L'effet de parc est pris en compte.

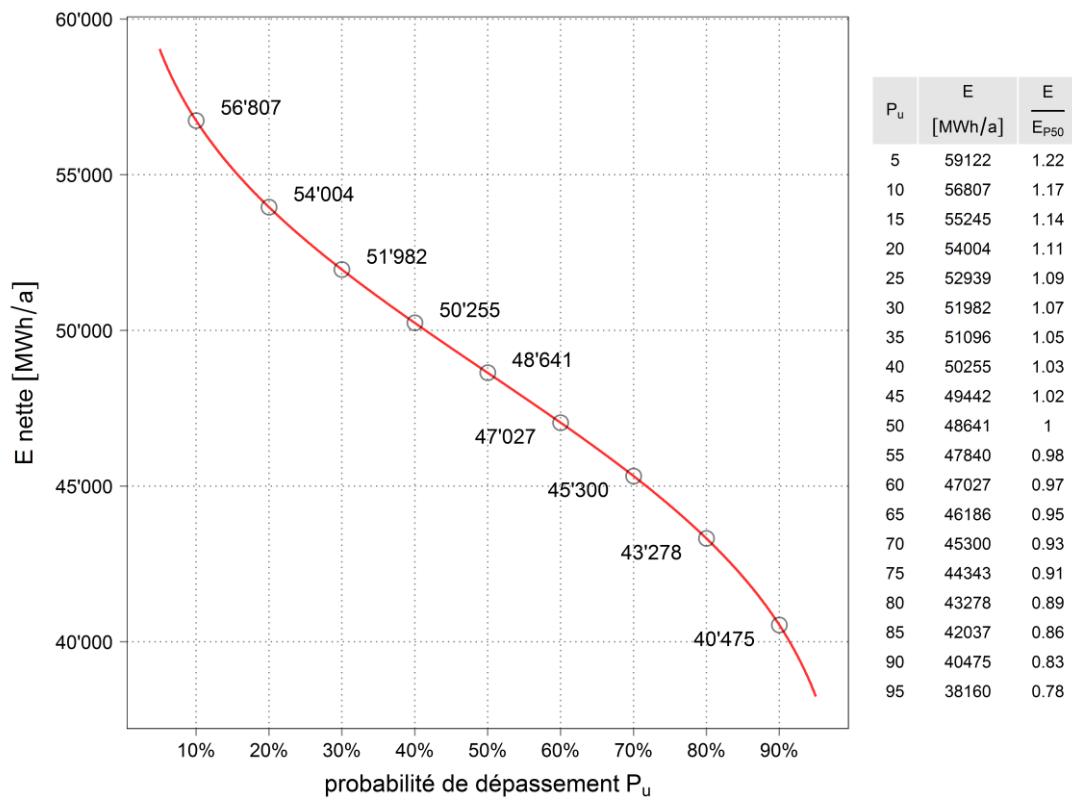


Figure 21: Production énergétique nette ($E = E_{\text{nette}}$) sous forme de fonction représentant la probabilité de dépassement pour la configuration de parc avec une hauteur de moyeu de **139 m et sans réduction de puissance la nuit (scénario 3)**. L'effet de parc est pris en compte.

10 Classes d'éoliennes

10.1 Standard international IEC 61400-1

Le A: la catégorie pour une turbulence élevée

- B: la catégorie pour une turbulence moyenne
- C: la catégorie pour une turbulence basse

Tableau 17 montre les paramètres qui doivent être définis pour déterminer la classe de turbines adéquate à un site donné (selon CEI 61400-1, 3. Ed. 2005–08, p. 22).

Les valeurs suivantes sont définies si possible à hauteur de moyeu:

- **v_{ref} : vitesse maximale de référence**, maximum des valeurs moyennes sur 10 minutes avec une période de retour de 50 ans
- **I_{ref} : Intensité de la turbulence**, pour une vitesse de vent de 15 m/s
 - A: la catégorie pour une turbulence élevée
 - B: la catégorie pour une turbulence moyenne
 - C: la catégorie pour une turbulence basse

Tableau 17: Paramètres pour la détermination des classes de turbines selon IEC 61400-1 (source IEC 61400-1, 3ème édition, 2005–08).

Classe de turbine	I	II	III	S
v_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	Valeurs spécifiées par le fabricant
A I_{ref} (-)	0.16			
B I_{ref} (-)	0.14			
C I_{ref} (-)	0.12			

Pour compléter les valeurs du Tableau 17 et ainsi permettre une évaluation plus précise du type de turbine adéquat pour le site concerné, les paramètres suivants sont également déterminés:

- **α [-]: Cisaillement du vent** (moyenne sur tous les secteurs et/ou en fonction des secteurs et de la vitesse du vent).
- **FI [°]: Inclinaison du flux** (moyenne, minimum et maximum en fonction des secteurs et de la vitesse du vent).

10.2 Classification des sites pour déterminer les classes de turbines

Pour la présente étude, les valeurs de v_{ref} et I_{ref} sont calculés à l'emplacement du mât et les valeurs de α et FI sont extraits du modèle WindSim à l'emplacement de chaque turbine. v_{med} est discuté au Chapitre 8.

Détermination de v_{ref}

La vitesse de référence v_{ref} a été calculée à l'aide de statistiques des valeurs extrêmes (generalized extreme value analysis, GEV). Les données utilisées sont les valeurs moyennes sur 10 minutes lissées à long terme des mesures effectuées au mât à 84.0 m. Tous les événements où le vent a soufflé à plus de 15 m/s sont extraits de la série temporelle et servent de base pour calculer le vent cinquantennal v_{ref} . La méthode qui consiste à extraire tous les pics au-dessus d'un certain seuil pour déterminer une valeur extrême porte le nom de «peak over threshold».

Cette analyse des extrêmes est présentée dans la

Figure 22. Selon la méthode utilisée, la vitesse de référence v_{ref} est d'environ **35.2 m/s** à l'emplacement du mât à 84.0 m au-dessus du sol. La zone entre les deux lignes rouges représente la fourchette dans laquelle v_{ref} est comprise avec une certitude de 90%. La fourchette est relativement large car une estimation fiable du vent cinquantennal nécessiterait idéalement une série de données couvrant une période beaucoup plus longue (environ 10 ans).

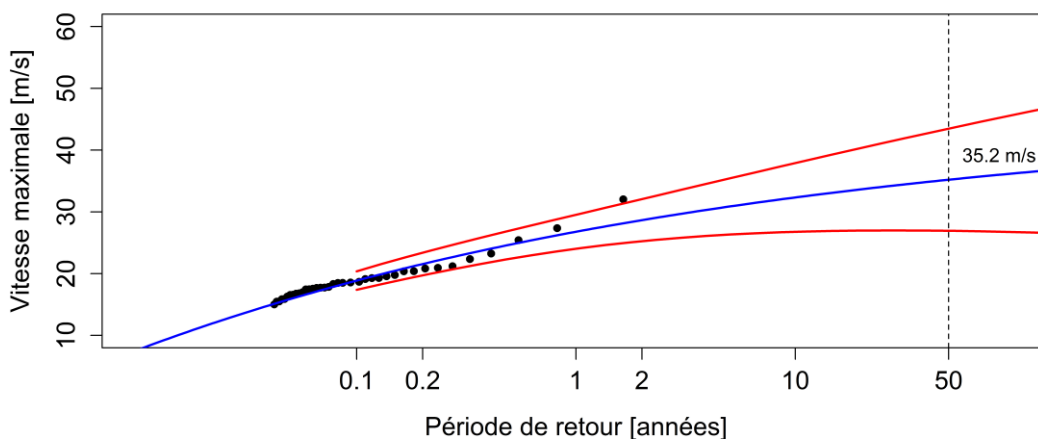


Figure 22: Résultat du calcul du vent cinquantennal (vent avec une période de retour de cinquante ans) selon la statistique des valeurs extrêmes (GEV, peak over threshold). Le vent cinquantennal est estimé d'après les valeurs moyennes sur 10 minutes des mesures au mât à 84.0 m lissées à long terme.

Selon IEC 61400-1, 3ème édition, 2005–08, v_{ref} peut aussi être calculé avec la formule suivante:

$$v_{ref} = 5 \cdot v_{med}$$

Le vent cinquantennal calculé avec cette méthode se monte à $(5 \cdot 6.1 \text{ m/s} = 30.5 \text{ m/s})$ et se situe ainsi au-dessous de la valeur calculée avec la méthode GEV. Ces analyses suggèrent que les éoliennes de classe III sont les plus adéquates pour le site de Montoz.

Détermination de I_{ref}

La Figure 23 montre l'intensité de la turbulence mesurée au mât à 84.0 m. La turbulence est indiquée pour différentes vitesses du vent. On y trouve aussi les limites pour les différentes classifications de turbines A, B et C.

A l'emplacement du mât, l'intensité de la turbulence est maximale pour une vitesse de vent de 15 m/s. A cette vitesse la turbulence dépasse la limite de la classe C et s'approche de la limite de la classe B.

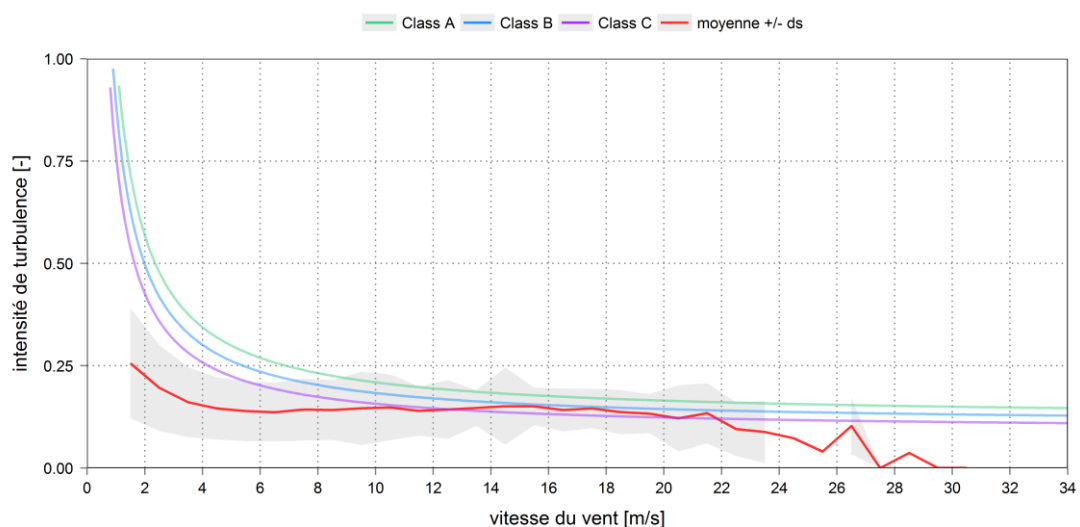


Figure 23: L'intensité de la turbulence à l'**emplacement du mât à 84.0 m au-dessus du sol** pendant la campagne de mesure est marquée en rouge et son écart-type est délimité par la zone grise. Les valeurs limites de l'intensité de la turbulence pour les différentes classes d'éoliennes sont marquées en vert, bleu et violet pour les classes A, B et C, respectivement.

La Figure 24 montre l'intensité de turbulence en fonction de la direction du vent. La turbulence est maximale pour les vents d'est et minimale pour les vents de secteur nord.

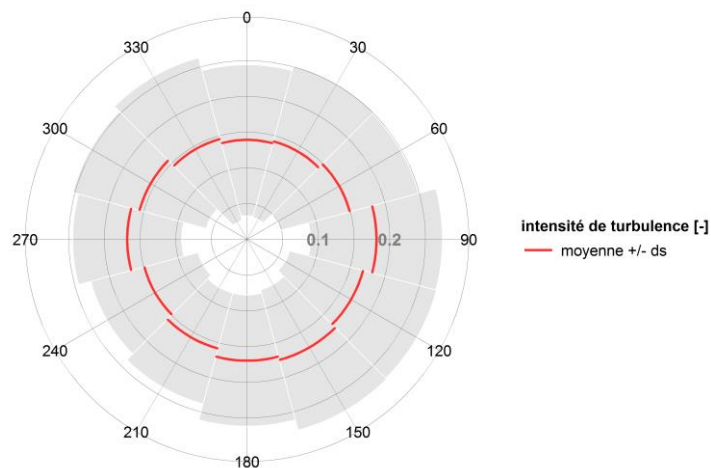


Figure 24: Intensité de la turbulence (en rouge) et son écart-type (zone grise) pour différents secteurs de direction du vent à l’emplacement du mât à 84.0 m au-dessus du sol pendant la campagne de mesure.

Pendant la campagne de mesure au mât, l’intensité caractéristique de la turbulence I_{ref} a été de 0.15 (0.151) au mât à 84.0 m du sol. Cela signifie que le site entre dans la classe A. Le Tableau 18 contient les paramètres de base pour déterminer la classe d’éolienne. Ces paramètres ont tous été déterminés d’après les mesures lissées du mât à 84.0 m du sol.

Tableau 18: Paramètres de base pour déterminer la classe d’éolienne.

Site	v_{mean} [m/s]	v_{ref} [m/s]	I_{ref} [-]	Classe d’éolienne
mât de Montoz	6.1	35.2	0.15	III A

Détermination de α et Fl_{\max} .

Les valeurs de α et Fl_{\max} ont été extraites du modèle WindSim pour chaque emplacement de turbine et pour une hauteur de moyeu de 139 m. Ils sont résumés dans le Tableau 19.

Tableau 19: Inclinaison maximale du flux Fl_{\max} et cisaillement moyen α du vent pour chaque turbine et pour une hauteur de moyeu de 139 m.

turbine	α [-] 139 m	Fl_{\max} [°] 139 m
T01	0.20	4.3
T02	0.16	3.5
T03	0.20	4.3
T04	0.24	3.6
T05	0.21	5.2
T06	0.14	4.6
T07	0.23	2.5

A. Courbe de puissance

Deux courbes de puissance pour la turbine Alstom ECO 122 ont été utilisées pour calculer les productions énergétiques. La première courbe de puissance correspond à une exploitation standard et la deuxième à une réduction de puissance la nuit pour limiter les nuisances sonores (stratégie D). Les courbes correspondent à des conditions atmosphériques standard (température: 15°C, pression atmosphérique: 1'013 mbar; densité de l'air: 1.225 kg/m³).

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [kW] Alstom ECO 122 unreduced 2'700 kW	Thrust coefficient cT [-]	Puissance [kW] Alstom ECO 122 Stratégie D 1'686 kW	Thrust coefficient cT [-] Stratégie D
1	0	0.00	0	0.00
2	0	0.00	0	0.00
3	0	0.99	0	0.54
4	29	0.90	17	0.54
5	171	0.83	127	0.50
6	389	0.82	287	0.46
7	703	0.81	504	0.53
8	1'139	0.77	794	0.42
9	1'682	0.67	1'138	0.37
10	2'205	0.52	1'439	0.29
11	2'541	0.39	1'613	0.23
12	2'669	0.29	1'674	0.17
13	2'697	0.22	1'686	0.14
14	2'700	0.18	1'686	0.11
15	2'700	0.14	1'686	0.09
16	2'700	0.12	1'686	0.07
17	2'700	0.10	1'686	0.06
18	2'700	0.08	1'686	0.05
19	2'700	0.07	1'686	0.05
20	2'700	0.06	1'686	0.04
21	2'700	0.05	1'686	0.04
22	2'700	0.05	1'686	0.03
23	2'700	0.04	1'686	0.03
24	2'700	0.04	1'686	0.02
25	2'700	0.03	1'686	0.02

B. Certificats de calibrage

Les certificats de calibrage pour les trois anémomètres Thies montés sur le mât à Montoz sont ajoutés ci-après.